

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

Повышение надежности жаровых труб в нефтегазоводоразделителе (НГВРП  
«Хитер-Тритер») в условиях эксплуатации в ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Научный руководитель \_\_\_\_\_ доцент, к.т.н В.В. Бухтояров

Выпускник \_\_\_\_\_ А.А. Горбунов

Красноярск 2016

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. Теоретический обзор нефтяной эмульсии и промысловой подготовки нефти .....	11
1.1 Обводненность нефти и условия образования эмульсии .....	11
1.1.1 Образование эмульсий.....	11
1.1.2 Образование эмульсии при фонтанном способе добычи нефти .....	12
1.1.3 Образование эмульсии при глубиннонасосном способе .....	13
1.1.4 Образование эмульсии при компрессорном способе .....	13
1.1.5 Основные свойства нефтяных эмульсий .....	14
1.1.6 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий.....	16
1.1.7 Устойчивость эмульсий, старение эмульсий.....	20
1.1.8 Влияние физико-химических характеристик нефти на устойчивость эмульсий .....	23
1.1.9 Условия разрушения эмульсии.....	25
1.2 Основы промысловой подготовки нефти .....	26
1.2.1 Дегазация .....	27
1.2.2 Обезвоживание нефти .....	32
1.2.3 Обессоливание .....	34
1.2.4 Стабилизация.....	35
1.2.5 Установки комплексной подготовки нефти.....	35
1.2.6 Гашение пульсаций в нефтепроводах.....	37
1.3 Оборудование для обезвоживания нефти.....	38
1.3.1 Оборудование для обезвоживания нефти с использованием совмещенных аппаратов .....	38
1.3.2 Оборудование для обезвоживания нефти с использованием отдельных блоков нагрева и отстоя. ....	51
Выводы .....	56

2 Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом (НГВРП типа аппарата «Хитер-Тритер») в промышленной эксплуатации ООО «РН-Юганскнефтегаз»	58
2.1 Общие сведения о предприятии ООО «РН-Юганскнефтегаз»	58
2.1.1 История ООО «РН-Юганскнефтегаз»	59
2.2 Общие сведения и технологический процесс цеха подготовки и перекачки нефти №7 Приобского нефтяного месторождения	61
2.2.1 Общие сведения	61
2.2.2 Описание технологической схемы ЦППН-7	64
2.3 Общие сведения и описание технологического процесса установок НГВРП типа аппарата «Хитер-Тритер»	67
Выводы	70
3 Способ повышения надежности – «Защитный экран» для жаровой трубы НГВРП и его технология изготовления	72
3.1 Оценка эксплуатации НГВРП	72
3.2 Способ повышения надежности - «Защитный экран»	73
3.3 Технология изготовления Защитного экрана	74
3.3.1 Анализ исходных данных	75
3.3.2 Связи технологии изготовления и сборки «Защитного экрана»	76
Выводы	79
4 Система планово-технического ремонта НГВРП	80
4.1 Подготовка установки НГВРП	81
4.2 Диагностика установки НГВРП	84
4.3 Запуск и остановка НГВРП	86
4.3.1 Предварительные работы перед запуском	86
4.3.2 Остановка аппарата	89
4.3.3 Устранение неисправностей	89
4.3.4 Вспомогательные средства автоматики	92
4.4 Составление годового графика планово-предусматриваемого ремонта (ППР) установки	93
4.5 Проектирование цеха по ремонту оборудования	94

Выводы .....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	97
Список использованных источников .....	98

## **ВВЕДЕНИЕ**

В большинстве случаев на месторождениях нефть извлекается из нефтяного пласта в виде нефтегазоводяной смеси (эмульсии).

Для дальнейшей реализации и переработки нефть должна быть отделена от газа, от воды, очищена от механических примесей, солей при промысловой подготовке нефти. Возникшая задача решается путем организации предварительного сброса воды и дальнейшей более качественной сепарации (промысловой подготовки).

Процесс подготовки нефти к товарному состоянию занимает важное место среди других процессов добычи нефти. Высокая обводненность основных месторождений в настоящее время приводит к удорожанию транспортировки в связи с увеличением её объёмов и повышенной вязкости смеси нефти и воды по сравнению с чистой нефтью. Присутствие минеральных солей в виде кристаллов в нефти и раствора в воде вызывает усиленную коррозию металла оборудования и трубопроводов; механических примесей — абразивный износ нефтеперекачивающего оборудования и трубопроводов, шламовых отложений и ухудшение качества получаемых нефтепродуктов. Кроме того, примеси нарушают технологический режим переработки нефти. Перечисленные причины обуславливают необходимость подготовки нефти, которая включает обезвоживание нефти.

Затраты на облуживание и ремонт установок для промысловой подготовки нефти составляют значительную часть расходов на добычу нефти. Поэтому совершенствование и повышение надежности технологических машин и установок для промысловой подготовки всегда является актуальным.

Выпускная квалификационная работа посвящена повышению надежности установки нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом (НГВРП) типа аппарата «Хитер-Тритер» на примере эксплуатации в условиях Приобского

месторождения нефти в цеху подготовки и перекачки нефти №7 (ЦППН-7) ООО «РН-Юганскнефтегаз».

По проекту в ЦППН-7 на установках подготовки нефти (УПН) УПН-1 и УПН-2 в качестве основного оборудования приняты установки НГВРП аппараты типа «Хитер-Тритер». В аппаратах данного типа предусмотрен нагрев нефтегазоводяной смеси (эмульсии). Как нам уже известно, нефтяная эмульсия содержит механические примеси и соли. В процессе эксплуатации установок типа аппаратов «Хитер-Тритер» на внешней поверхности жаровых труб образуются шламовые отложения, что приводит к снижению теплопроводности, тем самым нарушая технологический процесс. Это приводит также к местным перегревам и, как следствие, к прогару труб.

В связи с высокой стоимостью жаровых труб и трудоемкостью их замены данная проблема является актуальной.

Цель работы – разработка способа повышения надежности жаровых труб в установках НГВРП, за счет чего можно исключить возможность деформации и прогара жаровой трубы, так же это обеспечит безопасную эксплуатацию и увеличение срока эксплуатации жаровых труб.

Задачи:

1. Теоретический обзор свойств и условий образования нефтяных эмульсий, а так же основ промысловой подготовки нефти и оборудования.
2. Обзор принципа работы НГВРП типа аппарата «Хитер-Тритер» на примере эксплуатации ООО «РН-Юганскнефтегаз».
3. Разработка способа повышения надежности и продления срока эксплуатации жаровых труб НГВРП.
4. Разработка системы планово-предупредительного ремонта установок НГВРП.

Выпускная квалификационная работа состоит:

1. Теоретический обзор нефтяной эмульсии и промысловой подготовки нефти.
2. Обзор принципа работы установок НГВРП типа аппаратов «Хитер-Тритер» в условиях эксплуатации ООО «РН-Юганскнефтегаз».

**Примечание [U1]:** Нумерация страниц по-центру

3. Разработка способа повышения надежности и увеличения срока службы жаровых труб с помощью «Защитного экрана» и технология его изготовления.
4. Разработка системы планово-предупредительного ремонта НГВРП.

## **1. Теоретический обзор нефтяной эмульсии и промысловой подготовки нефти**

### **1.1 Обводненность нефти и условия образования эмульсии**

#### **1.1.1 Образование эмульсий**

Нефтяная эмульсия - это система нефть-вода, в которой одна из жидкостей диспергирована в другой в виде мелких капель (глобул).

Эмульсии образуются при добыче обводнённых нефтей в скважинах, промысловых трубопроводах, а также в аппаратах обессоливания нефти вследствие интенсивного турбулентного перемешивания нефтеводяной смеси. При этом на поверхностях раздела фаз происходит накопление эмульгаторов (поверхностно-активных веществ), содержащихся в добываемой жидкости (асфальтены, нафтены, смолы, парафин, соли и др.). В результате, поверхностное натяжение на границах раздела нефть-вода понижается, что способствует диспергированию капель воды (нефти) [1].

Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти, связанные с образованием водонефтяных эмульсий. Образование стойких эмульсий снижает показатели безотказности работы насосных установок из-за увеличения количества обрывов штанг ШГНУ (штанговая глубинно-насосная установка), пробоев электрической части УЭЦН (установка погружного центробежного насоса) вследствие перегрузок электродвигателя. Рост давления жидкости в системах сбора нефти и газа влечет за собой порывы коллекторов. Затрудняются сепарация газа и предварительный сброс воды.

Каждое нефтяное месторождение эксплуатируется одним из существующих способов - фонтанным, глубинно-насосным или



компрессорным. В зависимости от способа эксплуатации образуются эмульсии, которые имеют различную устойчивость.

### **1.1.2 Образование эмульсии при фонтанном способе добычи нефти**

Этот способ эксплуатации характерен для начального периода существования залежи, когда величина пластовой энергии является движущей силой, извлекающей нефть на поверхность земли. Пластовая энергия также характеризуется энергией краевых вод, подпирающих залежь, и энергией сжатого газа, свободного или растворенного в нефти. Присутствие газов в пластовых нефтях способствует фонтанированию скважин. По мере извлечения нефти из залежи в последней освобождается определенный объем порового пространства, занимаемый подпирающей пластовой водой. При этом граница водонефтяного контакта постоянно будет перемещаться в направлении к устью скважины. Вода при этом способствует извлечению нефти, являясь своеобразным поршнем, выталкивающим нефть из пласта в скважины. Однако полного замещения нефти водой в пластах практически не бывает.

Для продления фонтанного периода эксплуатации месторождения широко внедряются способы поддержания пластового давления (законтурное, внутриконтурное, барьерное и очаговое заводнение, закачка газа в пласты).[2]

При фонтанном способе, когда особенно интенсивно отбирается жидкость из скважин, давление по мере движения смеси нефти и воды в подъемных трубах непрерывно падает и достигает значений ниже давления насыщения. При этом из нефти начинают выделяться растворенные газы, объем которых непрерывно возрастает. В связи с этим, скорость движения газонефтеводяной смеси соответственно увеличивается. Эти явления, происходящие уже на ранней стадии существования эмульсии (в скважине), способствуют интенсивному перемешиванию и приводят к взаимному

распределению нефти и воды. Дополнительно нефть и вода перемешиваются в штуцере фонтанной скважины, в котором резко снижается пластовое давление. Причем степень перемешивания тем больше, чем больше перепад давления.

### **1.1.3 Образование эмульсии при глубиннонасосном способе**

Глубиннонасосный способ соответствует уже более позднему периоду эксплуатации месторождения. По этому способу в скважины опускаются специальные насосы для извлечения жидкости на поверхность (штанговые и электроцентробежные насосы) [2].

При глубинно-насосном способе эксплуатации также происходит эмульгирование добываемой жидкости в клапанных коробках, самих клапанах, цилиндре, в подъемных трубах при возвратно-поступательном движении насосных штанг.

При использовании электропогружных насосов перемешивание происходит в рабочих колесах насоса, а также при турбулентном движении смеси в подъемных трубах.

### **1.1.4 Образование эмульсии при компрессорном способе**

Компрессорный способ, используется на завершающей стадии эксплуатации месторождения. Он заключается в подаче газа или воздуха в подъемные трубы, где они разжижают нефть, уменьшая ее плотность. В результате возникает избыточное давление в пласте, под действием которого жидкость по внутренним трубам поднимается на поверхность.

При компрессорном способе эксплуатации в результате того, что в подъемные трубы закачивается газ, в процессе подъема интенсивно перемешиваются извлекаемые из пласта нефть и вода.

На каждом месторождении наступает такой период, когда из пласта вместе с нефтью извлекается пластовая вода сначала в малых, а затем в постепенно нарастающих количествах.

При извлечении смеси нефти с водой на поверхность образуется эмульсия. Пластовая вода некоторых месторождений, образующая эмульсию нефти, содержит в своем составе большое количество солей.

Такие нефти не могут быть поданы на переработку из-за агрессивности пластовых вод, а также из-за экономической нецелесообразности транспортировки их на большие расстояния. Таким образом, вода - нежелательная примесь, вызывающая необходимость проведения специальных процессов для ее отделения с большими затратами материальных средств.

В связи с изложенным, необходимо особое внимание уделять процессам обессоливания как на нефтепромыслах, так и на нефтеперерабатывающих заводах. В нефтях, поступающих на нефтеперерабатывающие заводы Европы, допускается содержание солей в пределах 55—85 мг/л.

Общепринятой нормой содержания солей и воды в нефтях, поступающих для переработки на заводы СНГ, является до 0,1% воды при 40—50 мг/л солей.

### **1.1.5 Основные свойства нефтяных эмульсий**

Большинство нефтяных эмульсий, образующихся при добыче, отличается высокой стойкостью, а воды, сопровождающие их, высокой минерализацией.

Для того чтобы правильно выбрать способ деэмульсации, необходимо знать особенности эмульсий, образующихся при добыче. Эмульсию можно рассматривать как механическую смесь двух взаимно нерастворимых

жидкостей (нефти и воды), одна из которых распределяется в объеме другой в виде капель различных размеров[3].

В эмульсиях принято различать две фазы — внутреннюю и внешнюю. Внешнюю фазу — жидкость, в которой размещаются мельчайшие капли другой жидкости, называют дисперсионной, внешней или сплошной средой. Внутреннюю фазу — жидкость, находящуюся в виде мелких капель в дисперсионной среде, принято называть дисперсной, разобщенной или внутренней фазой.

Нефтяные эмульсии делятся на два класса:

1. Эмульсии первого порядка или прямые. Это эмульсии в которых капельки нефти являются дисперсной фазой, размещены в воде — дисперсионной среде. Такие эмульсии называют «нефть в воде» и обозначают Н/В.

2. Эмульсии второго порядка или обратные. Это эмульсии, в которых капельки воды являются дисперсной фазой и размещены в нефти — дисперсионной среде. Такие эмульсии называют «вода в нефти» и обозначают В/Н. Эмульсия второго типа наиболее часто встречается в промысловой практике 95%[\[4\]](#).~~[4]~~

Условие образования эмульсии - понижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз и создание вокруг частиц дисперсной фазы прочного адсорбционного слоя. Оба эти явления связаны с наличием в системе третьего вещества — эмульгатора.

К естественным эмульгаторам эмульсий относят содержащиеся в нефти асфальтены, смолы, нафтены и парафины, являющиеся природными ПАВ. Кроме того, к ним относят мельчайшие твердые частицы веществ (глина, кварц, соли и т. д.), находящихся в продукции скважин во взвешенном состоянии.

Эмульгаторы бывают гидрофильные — растворимые в воде, способствующие образованию эмульсии «нефть в воде», и гидрофобные — растворимые в нефти, способствующие образованию эмульсии «вода в нефти».

К гидрофильным эмульгаторам можно отнести желатин, крахмал, щелочные мыла; к гидрофобным — хорошо растворимые в нефти щелочноземельные соли органических кислот, смолы, тонко измельченные частицы сажи, глины и др. (легче смачиваемые нефтью, чем водой).

Компоненты парафина, металло-парафиновые комплексные соединения способны образовывать вместе с парафинами и смолами пленки, т. е. стойкие эмульсии. Присутствующие иногда в нефтях железо, медь, цинк, титан и кадмий также способствуют образованию пленок. Эти поверхностно-активные вещества адсорбируются на поверхности раздела нефти и воды, образуя прочную защитную пленку и препятствуя коалесценции диспергированной воды.

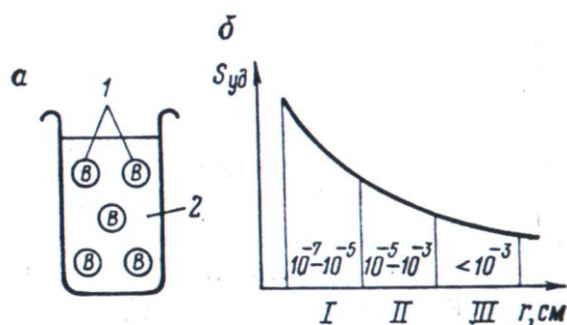
В зависимости от процентной концентрации дисперсной фазы в эмульсиях их подразделяют на:

- разбавленные или слабokonцентрированные (дисперсной фазы менее 20 %), обладающие высокой стойкостью к разрушению;
- концентрированные (до 74 %);
- высококонцентрированные (свыше 74 %).

### **1.1.6 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий**

Дисперсность эмульсий. Под дисперсностью эмульсии принято понимать степень раздробленности дисперсной фазы 1 в дисперсионной среде 2 (рисунок 1). Дисперсность является основной характеристикой эмульсий, определяющей ее свойства.

Размеры капелек дисперсной фазы в эмульсиях изменяются от 0,1 до 100 мкм. ( $10^{-5}$  –  $10^{-2}$  см). Дисперсные системы, состоящие из капелек одного и того же диаметра, называются монодисперсными, соответственно — из капелек различного диаметра — полидисперсными. К последним относят нефтяные эмульсии.



а) модель дисперсной системы:

1 – дисперсная среда (внутренняя, разобшенная) – капельки воды; 2 – дисперсионная среда (внешняя, сплошная) – нефть.

б) зависимость удельной поверхности дисперсной системы от размера капелек жидкости:

I – коллоидные (частицы дисперсной фазы не видны невооруженным глазом); II – микрогетерогенные (видны невооруженным глазом); III – грубодисперсные (нефтяные эмульсии)

Рисунок 1 – Дисперсные системы

Удельная поверхность всякой дисперсной системы  $S_{уд}$  равна отношению суммарной поверхности этой системы  $S$  к объему дисперсной фазы  $V$ . Удельную поверхность системы, содержащую сферические частицы диаметром  $d$ , определяют по формуле 1.

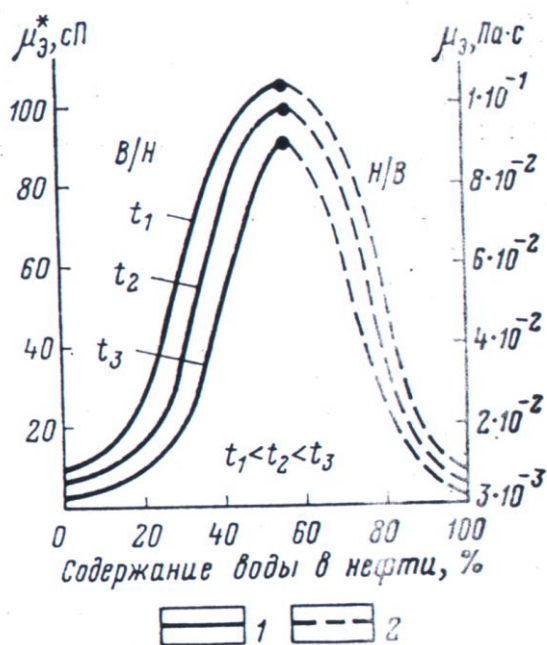
$$s = \frac{\pi d^2}{\frac{\pi d^3}{6}} = \frac{6}{d}, \quad (1)$$

где  $S$  – суммарная поверхность системы;

$d$  – диаметр сферической частицы.

т.е. удельная поверхность обратно пропорциональна размерам частиц, и чем меньше эти частицы, тем больше удельная поверхность.

**Вязкость эмульсий.** Вязкость эмульсий не обладает аддитивным свойством, т.е. вязкость эмульсий не равна сумме вязкостей нефти и воды. Вязкость эмульсии зависит от вязкости самой нефти, температуры, при которой создается эмульсия, количества воды, содержащейся в нефти, степени дисперсности или диаметра капель дисперсной фазы в дисперсионной среде (для эмульсий типа В/Н).



1-тип В/Н, 2-тип Н/В

Рисунок 2 – Зависимость кажущейся вязкости эмульсии от процентного содержания воды в нефти и исходной температуры смешивания

У нефтяных эмульсий и парафинистых нефтей, не подчиняющихся закону Ньютона о вязком трении вязкость изменяется в зависимости от градиента скорости движения нефти. В этом случае оперируют понятием

кажущейся вязкости. На рисунке 2 приведены примеры кривых зависимости кажущейся вязкости нефтяных эмульсий от содержания воды в нефти. На рисунке 2 левая часть кривых соответствует эмульсиям типа В/Н, внешней фазой которых является нефть, а правая – эмульсиям типа Н/В, внешней фазой которых является вода.

Увеличение воды в нефтяной эмульсии до определенного предела (точки инверсии) приводит к повышению вязкости эмульсии, а следовательно, и к увеличению энергозатрат на перекачивание продукта.

Вязкость эмульсии определяют с помощью вискозиметров различных типов в лабораторных условиях.

Плотность эмульсий. Плотность эмульсий рассчитывают исходя из плотности и процентного содержания нефти и пластовой воды, образующих эмульсию:

$$\rho_{\text{э}} = \frac{1}{\frac{0,01q}{\rho_{\text{п.в}}} + \frac{1-0,01q}{\rho_{\text{н}}}}, \quad (2)$$

или

$$\rho_{\text{э}} = \frac{\rho_{\text{т.д}} V_{\text{т.д}} + \rho_{\text{т}} V_{\text{т}}}{V_{\text{м}}}, \quad (3)$$

где  $\rho_{\text{э}}$  - плотность эмульсии;

$\rho_{\text{п.в}}$  - плотность пластовой воды;

$\rho_{\text{н}}$  - плотность нефти;

$q$  - содержание воды и растворенных солей;

$V_{\text{п.в.}}$  – объем пластовой воды;

$V_{\text{н}}$  - объем нефти;

$V_{\text{см}}$  – объем смеси.



Величину содержание воды и растворенных солей определяют из отношения

$$q = \frac{q_0}{1 - 0,01x}, \quad (4)$$

где  $q_0$  – содержание чистой воды в эмульсии;

$x$  – содержание растворенных солей в воде, %.

Электрические свойства эмульсии. В чистом виде нефть и вода – хорошие диэлектрики. Однако даже при незначительном содержание в воде солей или кислот ее электропроводимость увеличивается в десятки раз. Поэтому электропроводность эмульсии обуславливается не только количеством содержащейся воды и степенью ее дисперсности, но и количеством растворенных в воде солей и кислот. Экспериментально установлено, что в нефтяной эмульсии, помещенной в электрическое поле, капельки воды располагаются вдоль его силовых линий, что приводит к резкому увеличению ее электропроводности. Объясняется это тем, что капельки воды имеют приблизительно в 40 раз большую диэлектрическую проницаемость, чем капли нефти.

Свойство капелек воды в эмульсиях располагаться вдоль силовых линий электрического поля послужило основной причиной применения этого поля для разрушения нефтяных эмульсий.

### **1.1.7 Устойчивость эмульсий, старение эмульсий**

Самым важным показателем для нефтяных эмульсий является их устойчивость, т.е. способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на нефть и воду.

На устойчивость эмульсий влияет:

- дисперсность системы;

- физико-химические свойства эмульгаторов, образующих на поверхности раздела фаз адсорбционные защитные оболочки;

- наличие на капельках дисперсной фазы двойного электрического потенциала;

- температуры смешивающихся жидкостей.

Обоснуем влияние перечисленных факторов:

1 По дисперсности нефтяные эмульсии делят на:

- мелкодисперсные (размер капель 0,2-20 мкм);

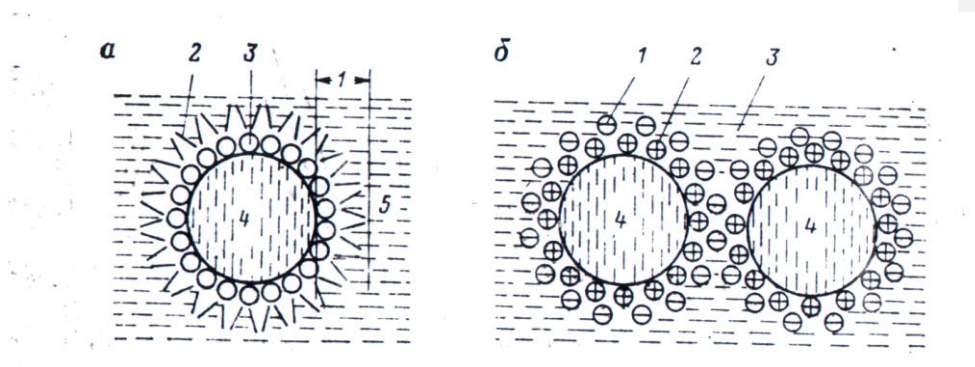
- среднедисперсные (от 20 до 50 мкм);

- грубодисперсные (от 50 до 100 мкм).

Чем больше дисперсность эмульсии, т.е. чем меньше капельки внутренней фазы, тем устойчивее эмульсия при прочих равных условиях.

2 На устойчивость эмульсий огромное влияние оказывают стабилизирующие вещества (естественные ПАВ), называемые эмульгаторами, образующие на поверхности капель адсорбционные защитные оболочки, препятствующие слиянию капель. На рисунке 3-а схематично изображена такая оболочка на поверхности капли. В образовании адсорбционных оболочек участвуют вещества с высокой поверхностной активностью, такие как, асфальтены, смолы, парафины, комплексы металлов (ванадий, никель, цинк, литий, железо, титан) и тонкодисперсные неорганические вещества, состоящие из глины, песка и горных пород, содержащихся как в нефти, так и в пластовой воде.

3 Устойчивость нефтяных эмульсий в большой степени зависит также от заряда на поверхности капель жидкости, образующего за счет их движения двойной электрический слой, защищающий эти капли от слипания подобно адсорбционным оболочкам. Капли, имеющие на своей поверхности одинаковые заряды, будут взаимно отталкиваться (см. рис. 3-б)



а) изображение защитной оболочки на поверхности капли воды:

1 – толщина оболочки, 2, 3 – эмульгирующие вещества (естественные ПАВ), 4 – капли воды, 5 – нефть

б) схема двойного электрического слоя на поверхности капли воды:

1 – отрицательный заряд, 2 – положительный заряд, 3 – нефть, 4 – капля воды

Рисунок 3 – Схема эмульгированной капли воды

4 Устойчивость нефтяных эмульсий типа В/Н зависит от температуры смешивающихся жидкостей: чем ниже эта температура, тем устойчивее полученная эмульсия. При повышении температуры эмульсии типа В/Н механическая прочность адсорбционных оболочек, особенно содержащих парафин и церезин, снижается до нуля, в результате чего капли воды сливаются и эмульсия разрушается.

Адсорбция диспергированных эмульгаторов на поверхности раздела «нефть-вода» и утолщение межфазного слоя («защитной оболочки») на этой поверхности всегда протекают во времени, поэтому эмульсия типа В/Н со временем становится более устойчивой, т.е. происходит ее «старение». Процесс «старения» нефтяных эмульсий в начальный период происходит весьма интенсивно, затем постепенно замедляется и часто уже через сутки прекращается. «Старение» нефтяных эмульсий имеет большое значение, так как свежие эмульсии разрушаются значительно легче и быстрее, чем эмульсии подвергшиеся старению[6].

Исследования свойств поверхностных слоев показывают, что они обладают аномальной вязкостью, возрастающей во времени в сотни, а то и в тысячи раз. Установлено, что после 24 ч формирования поверхностные слои эмульсии приобретают вязкость, соответствующую вязкости таких веществ, как каменноугольный пек, т. е. практически по своим свойствам приближаются к прочным твердым телам. Параллельно с ростом вязкости изменяется и характер поверхностного слоя: если в первые часы слои обладают только вязкими свойствами, то в дальнейшем у них начинают проявляться и упругие свойства.

Особенности старения обратной эмульсии зависят от состава и свойств нефти, пластовой воды, условий образования эмульсии (температура, интенсивность перемешивания фаз). Пластовая минерализованная вода образует с нефтью более устойчивые и быстро стареющие эмульсии, чем пресная вода.

#### **1.1.8 Влияние физико-химических характеристик нефти на устойчивость эмульсий**

По физико-химической характеристике, влияющей на устойчивость образуемых эмульсий, нефти можно разбить на три группы.

1. Нефти, характеризующиеся небольшими вязкостью и плотностью, незначительным содержанием силикагелевых смол, асфальтенов и большим содержанием парафина.

2. Нефти, характеризующиеся средним содержанием асфальто-смолистых веществ и большим содержанием парафина, относительной плотностью 0,85—0,88 и вязкостью 10—19 сСт.

3. Нефти, характеризующиеся большой плотностью, вязкостью, содержанием асфальто-смолистых веществ, в несколько раз превышающим содержание их в нефти второй группы при одинаковом содержании парафина.

Влияние плотности и вязкости на устойчивость эмульсии взаимосвязано и с увеличением их значений возрастает. В тяжелых нефтях деэмульсация затрудняется и достигается при относительно высоких температурах (90° С и выше).

Нефтяные эмульсии, являясь дисперсными системами, обладают аномальной вязкостью, т. е. их движение не подчиняется закону вязкого течения Ньютона. Аномалия вязкости усиливается, если приходится иметь дело с высокопарафинистыми нефтями, особенно при низких температурах. Причиной аномальной вязкости в дисперсных системах является образование структур из частиц дисперсной фазы, которые могут состоять как из капель эмульгированной воды, так и кристаллов парафина. Возникновение структур вызывает появление предельного напряжения сдвига, ниже которого практически течение эмульсии не наблюдается. Существование в нефтяных эмульсиях аномальной вязкости определяется температурными условиями, содержанием воды и величиной градиента скорости. Для каждой нефтяной эмульсии существуют свои предельные значения температуры и градиента скорости, выше которых вязкость — постоянная величина.

С изменением содержания воды в нефти вязкость образующейся эмульсии возрастает, что особенно заметно при обводненности свыше 20%. Это свойство имеет большое практическое значение: при эмульгировании нефти в скважинах с повышением вязкости уменьшается добыча нефти, при перекачке увеличиваются эксплуатационные расходы вследствие повышения давления на выходе насосов и т. д.

К основным характеристикам нефтяных эмульсий относят степень разрушения за определенный период времени, эффективную (в ряде случаев структурную) вязкость, средний поверхностно-объемный диаметр эмульгированных капель водной фазы. В совокупности эти параметры отражают интенсивность эмульгирования нефти, ее физико-химические свойства и адсорбцию эмульгатора[6].

### 1.1.9 Условия разрушения эмульсии

Процессы разрушения нефтяных эмульсий можно разделить на два этапа:

1) слияние капель диспергированной воды до размеров, достаточных для слияния их под действием силы тяжести,

2) осаждение укрупнившихся капель воды. Капли, сближаясь, постепенно выдавливают и разрушают защитные слои. Если сила взаимодействия достаточна для полного разрушения защитных слоев, капли немедленно сливаются.

В практике для увеличения этих сил прибегают к способам, позволяющим ускорить движение капель в определенном направлении. С этой целью нефтяные эмульсии обрабатывают в электрическом поле, подогревают, центрифугируют.

С повышением температуры значительно улучшаются условия осаждения капель воды вследствие увеличения разности удельных весов и снижения вязкости.

Однако не скорость осаждения капель воды имеет решающее значение при расслаивании эмульсии, хотя это и имеет определенное влияние, а разрушение защитных пленок и агрегирование капель в крупные, способные преодолеть вязкость среды.

Центрифугирование производят в центрифуге, которая представляет собой вращающийся с большой скоростью ротор. Эмульсия подается в ротор по полному валу. Под действием сил инерции эмульсия разделяется, так как вода и нефть имеют разные значения плотности.

Воздействие на эмульсии электрическим полем производят в электродегидраторах, снабженных электродами, к которым подводится высокое напряжение переменного тока промышленной частоты. Под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются

разноименные электрические заряды. В результате капли притягиваются, сливаются в более крупные и оседают на дно емкости.

## **1.2 Основы промысловой подготовки нефти**

Поскольку из нефтяной скважины извлекается нефтяная эмульсия, представляющая собой сложную смесь нефти, воды и эмульгатора (механических примесей, солей, парафинов, нафтенов и т.д.), а также попутного нефтяного газа, то процесс транспортирования такой продукции по магистральному нефтепроводу является затратным.

Рассмотрим влияние составляющей смеси на процесс транспорта нефти:

1 Увеличение концентрации воды в нефтяной эмульсии приводит к увеличению ее вязкости, и создают балластную смесь, поэтому транспорт такой продукции является энергоемким.

2 Совместное течение нефти, воды с растворенными в ней солями и попутного газа требует значительно больших перепадов давления на преодоления сил трения, чем при перекачке чистой нефти.

3 Если в газопроводах, жидкость, как более плотная составляющая газожидкостного потока оседала в пониженных местах трассы газопровода, то в нефтепроводах газ, как более легкая составляющая смеси локализуется в вершинах профиля, а вода - в пониженных местах, что приводит к увеличению гидравлического сопротивления.

4 Минерализованная пластовая вода вызывает ускоренную коррозию трубопроводов и резервуаров.

5 Наличие мехпримесей в нефтегазоводной смеси ведет к абразивному износу оборудования.

Целью промысловой подготовки нефти является:

- дегазация (отделение газа от нефти);
- обезвоживание (отделение воды из потока);

- обессоливание (отделение соли из эмульсии);
- стабилизация.

### **1.2.1 Дегазация**

Дегазацию нефти осуществляют для отделения газа от нефти. Аппарат, в котором происходит процесс дегазации, называют сепаратором, а сам процесс разделения фаз - сепарацией. Процесс сепарации нефти - многоступенчатый, то есть происходит в несколько этапов. Очевидно, что увеличение количества этапов приводит к увеличению количества нефти, отделенной из нефтегазоводного потока. Однако учитывая капиталовложения в изготовление сепараторов, эксплуатационные расходы и потери давления число ступеней обычно ограничивают двумя-тремя[8].

Сепараторы для отделения нефти из потока бывают:

- вертикальные;
- горизонтальные;
- гидроциклонные.

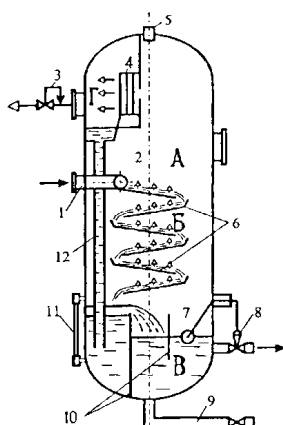
Принцип работы вертикального сепаратора (рисунок 4).

Вертикальный сепаратор представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическими днищами, снабженными патрубками для ввода газожидкостной смеси и вывода жидкой и газовой фаз, предохранительной и регулирующей арматурой, а также специальными устройствами, обеспечивающими разделение жидкости и газа.

Газонефтяная смесь под давлением поступает в сепаратор по патрубку 1 и раздаточный коллектор 2 со щелевым выходом. Регулятором давления 3 в сепараторе поддерживается определенное давление, которое меньше начального давления газожидкостной смеси. За счет уменьшения давления из смеси в сепараторе выделяется растворенный газ. Поскольку этот процесс не является мгновенным, время пребывания смеси в сепараторе стремятся



увеличить, за счет установки наклонных полок 6, по которым она стекает в нижнюю часть аппарата. Выделяющийся газ поднимается вверх, где он проходит жалюзийный каплеуловитель 4, служащий для отделения капель нефти, и далее направляется в газопровод. Уловленная нефть по дренажной трубке 12 стекает вниз.



А - основная сепарационная секция, Б - осадочная секция, В - секция сбора нефти, Г - секция каплеулавливания

1 - патрубок ввода газожидкостной смеси; 2 - раздаточный коллектор; 3 - регулятор давления на линии отвода газа; 4 - жалюзийный каплеуловитель; 5 - предохранительный клапан; 6 - наклонные полки; 7 - поплавок; 8 - регулятор уровня на линии отвода нефти; 9 - линия сброса механических примесей; 10 - перегородки; 11 - уровнемерное стекло; 12 - дренажная трубка.

Рисунок 4 - Вертикальный сепаратор

Контроль за уровнем нефти в нижней части сепаратора осуществляют с помощью регулятора уровня 8 и уровнемерного стекла 11. Механические примеси из аппарата удаляются через трубопровод 9.

Достоинства вертикального сепаратора:

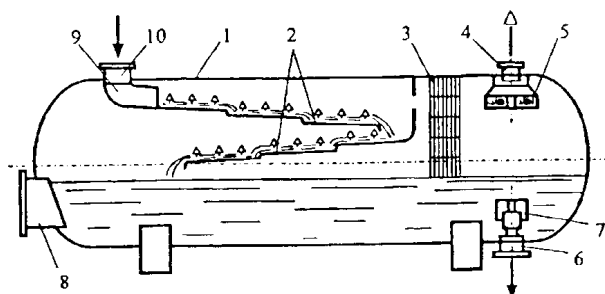
- относительная простота регулирования уровня жидкости, очистки от парафина и механических примесей;

- минимальная необходимая площадь, занимаемая сепаратором, что является неизменным при разработки месторождений с нефтяных платформ;

Минусами использования вертикальных сепараторов является:

- меньшая производительность по сравнению с горизонтальными;
- низкая эффективность сепарации.

Горизонтальный газонефтяной сепаратор (рисунок 5) состоит из технологической емкости 1, внутри которой расположены две наклонные полки 2, пеногаситель, влагоотделитель 5 и устройство для предотвращения образования воронки при дренаже нефти 7. Технологическая емкость снабжена патрубком 10 для ввода газонефтяной смеси, штуцерами выхода газа 4 и нефти 6 и люком 8. Наклонные полки выполнены в виде желобов с отбортовкой не менее 150 мм. В месте ввода газонефтяной смеси в сепаратор смонтировано распределительное устройство 9.



1 - технологическая емкость; 2 - наклонные желоба; 3 - пеногаситель; 4 - линия выхода газа; 5 - влагоотделитель; 6 - линия выхода нефти; 7 - устройство для предотвращения образования воронки; 8 - люк-лаз; 9 - распределительное устройство; 10 - линия входа газожидкостной смеси.

Рисунок 5 - Горизонтальный газонефтяной сепаратор

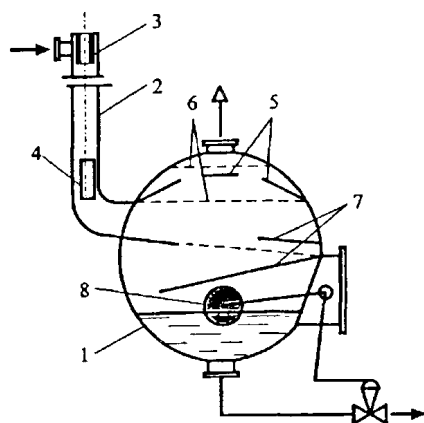
Принцип работы сепаратора:

Газонефтяная смесь через патрубок 10 и распределительное устройство 9 поступает на полки 2 и по ним стекает в нижнюю часть технологической

емкости. Стекая по наклонным полкам, нефть освобождается от пузырьков газа. Выделившийся из нефти газ проходит пеногаситель 3, в котором разрушается пена, и влагоотделитель 5, в котором очищается от капельной нефти, и через штуцер выхода газа 4 отводится из аппарата. Дегазирования нефть накапливается в нижней части технологической емкости и отводится из аппарата через штуцер 6.

С целью повышения эффективности сепарации в горизонтальных сепараторах используют гидроциклонные устройства.

Гидроциклонный сепаратор состоит из технологической емкости 1 и нескольких одноструйных гидроциклонов 2 (рисунок 6).



1 - емкость; 2 - одноструйный гидроциклон; 3 - направляющий патрубок; 4 - секция перетока; 5 - каплеотбойник; 6 - распределительные решетки; 7 - наклонные полки; 8 - регулятор уровня.

Рисунок 6 - Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа

Конструктивно одноструйный гидроциклон представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с тангенциальным вводом газонефтяной смеси, внутри которого расположен направляющий патрубок 3 и секция перетока 4. В одноструйном гидроциклоне смесь совершает одновременно вращательное движение вокруг направляющего патрубка и

нисходящее движение, образуя, тем самым, нисходящий вихрь. Нефть под действием центробежной силы прижимается к центру циклона, а выделившийся и очищенный от капель жидкости газ движется в его центре. В секции перетока нефть и газ меняют направление движения с вертикального на горизонтальное и поступают раздельно в технологическую емкость. Далее газовый поток проходит каплеотбойник 5, распределительные решетки 6 и выходит из сепаратора. Нефть по наклонным полкам 7 стекает в нижнюю часть емкости, где ее уровень поддерживается регулятором 8.

В нефтяных сепараторах любого типа различают следующие четыре секции:

1. Основная сепарационная секция выделения газа из нефти.

На работу сепарационной секции большое влияние оказывает конструктивное оформление вводного патрубка продукции (радиальное, тангенциальное, использование различного рода насадок - диспергаторов, турбулизирующих ввод газожидкостной смеси).

2. Осадочная секция, в которой происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увлеченных нефтью из сепарационной секции. Для более интенсивного выделения окклюдированных пузырьков газа из нефти последнюю направляют тонким слоем по наклонным пластинам, увеличивая тем самым путь движения нефти, т.е. эффективность ее сепарации. Наклонные пластины рекомендуют изготавливать с небольшим порогом, способствующим выделению газа из нефти.

3. Секция сбора нефти, занимающая самое нижнее расположение в сепараторе, предназначена как для сбора, так и для вывода нефти из сепаратора. Нефть может находиться здесь либо в однофазном состоянии, либо в виде смеси с газом, в зависимости от эффективности работы сепарационной и осадочной секции, а также времени пребывания нефти в сепараторе.

4. Каплеулавливающая секция, расположенная в верхней части сепаратора, служит для улавливания мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа.

Основные показатели эффективности работы нефтяного сепаратора:

- количество капельной жидкости, выносимой из каплеуловительной секции 4;

- количество газа, уносимого потоком нефти из секции сбора нефти 3.

Чем меньше эти показатели, тем эффективнее работает сепаратор.

### **1.2.2 Обезвоживание нефти**

Наиболее распространенными в практике эксплуатации нефтяных месторождений являются эмульсии обратного типа «вода в нефти». Целью процесса обезвоживания нефти является разрушение эмульсий различной стойкости, что подразумевает укрупнение капель дисперсной фазы, которое приведет к увеличению скорости их осаждения[6,7,8].

Для разрушения эмульсий применяют следующие методы:

- гравитационное холодное разделение;
- внутритрубная деэмульсация;
- термическое воздействие;
- термохимическое воздействие;
- электрическое воздействие;
- фильтрация;
- разделение в поле центробежных сил.

Гравитационное холодное осаждение применяют при высокой концентрации воды в пластовой жидкости. Отстаивание производится в отстойниках периодического и непрерывного действия.

Отстойники периодического действия:

- сырьевые резервуары, аналогичные для хранения чистой нефти.

Принцип их работы основан на гравитационном осаждении воды в заполненной эмульсией емкости.

В отстойниках непрерывного действия отделение воды осуществляется при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник (рисунок 7). Длину отстойника определяет точка начала отделения капли воды из нефтяной эмульсии.

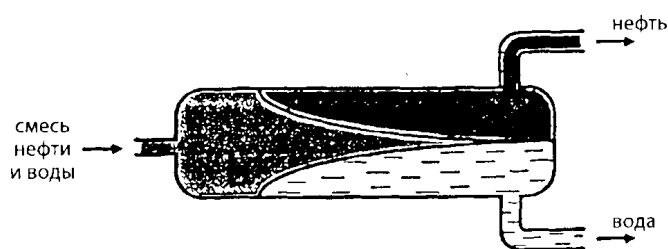


Рисунок 7 - Схема отстойника непрерывного действия

Метод внутритрубной деэмульсации заключается в введении в нефтяную эмульсию специального вещества - деэмульгатора, в количестве 15-20 г на тонну эмульсии. Деэмульгатор разрушает бронирующую оболочку на поверхности капель воды и обеспечивает тем самым условия для их слияния при столкновении. За счет разности плотностей укрупнившиеся капельки воды легко удаляются из нефти.

Термическое воздействие заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают. При нагревании, с одной стороны, уменьшается прочность оболочек на поверхности капель воды, что облегчает их слияние, с другой стороны - уменьшается вязкость нефти, в которой оседают капли воды, что, в свою очередь, увеличивает скорость разделения эмульсий.

Для нагрева эмульсий используют до температуры 45-80<sup>0</sup>С:

- резервуары;
- теплообменники;
- трубчатые печи.

Термохимический метод заключается в сочетании термического воздействия и внутритрубной деэмульсации.

Электрическое воздействие на эмульсии производится в аппаратах, которые называют электродегидраторами. Под воздействием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды, в результате чего они притягиваются друг к другу, сливаются и оседают.

Фильтрацию применяют для разрушения нестойких эмульсий. В качестве материала для фильтров используют вещества, не смачиваемые водой, но смачиваемые нефтью. Поэтому такой фильтр задержит поток воды, но пропустит нефть.

Разделение в поле центробежных сил производится в центрифугах, представляющие собой вращающиеся с большим числом оборотов роторы. В ротор по полному валу подают эмульсию, где она под действием сил инерции разделяется за счет разности плотностей воды и нефти.

При обезвоживании содержание воды в нефти снижается до 1-2 %.

### **1.2.3 Обессоливание**

Обессоливание нефти осуществляется смешиванием обезвоженной нефти с пресной водой, после чего повторяют процесс обезвоживания. Такую последовательность операций объясняет то, что даже в обезвоженной нефти остается некоторое количество воды с растворенными в ней солями. За счет введения в нефть пресной воды соли распределяются по ее объему, что уменьшает их концентрацию[8].

Обессоливание дает возможность уменьшить содержание солей в нефти до величины менее чем 0,1%.

#### **1.2.4 Стабилизация**

Под процессом стабилизации нефти понимают отделение от нее легких (пропан-бутановых и частично бензиновых) фракций с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшем транспорте.

Стабилизируют нефть методом горячей сепарации или ректификацией.

При горячей сепарации нефть сначала нагревают до температуры 40-80 °С, а затем подают в сепаратор. Выделившиеся при этом легкие углеводороды отсасываются компрессором и направляются в холодильную установку, в которой более тяжелые конденсируются, а легкие собираются и закачиваются в газопровод.

При ректификации нефть подвергают нагреву в специальной стабилизирующей колонне под давлением и при повышенных температурах (до 240°С). Отделенные в стабилизирующей колонне легкие фракции конденсируются и перекачиваются на газофракционирующие установки или на ГПЗ для дальнейшей переработки. После стабилизации товарной нефти давление насыщенных паров при 38 °С должно не превысить 0,066 МПа (500 мм.рт.ст.).

#### **1.2.5 Установки комплексной подготовки нефти**

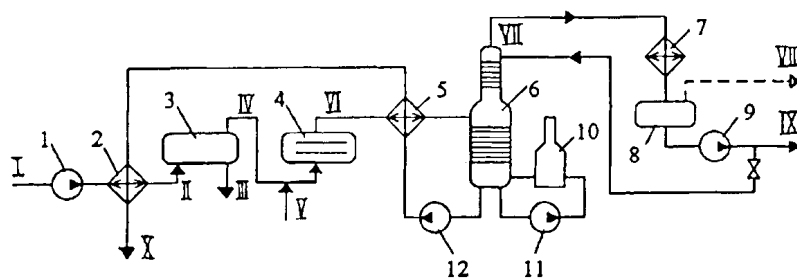
Процессы обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти осуществляют на установках комплексной подготовки нефти (УКПН). Принципиальную схему комплексной подготовки нефти с ректификацией представлено на рисунке 8[10].

Процесс работы УКПН:

холодная сырая нефть из резервуаров центрального сборного пункта (ЦСП) насосом 1 через теплообменник 2 подается в отстойник 3 непрерывного действия, в котором большая часть минерализованной воды оседает на дно



аппарата или отводится для дальнейшей подготовки с целью закачки в пласт (III). Далее по ходу в поток вводится пресная вода (V) для уменьшения концентрации солей в оставшейся минерализованной воде .



1,9, 11, 12 - насосы; 2,5 - теплообменники; 3 - отстойник; 4 - электродегидратор; 6 - стабилизирующая колонна; 7 - конденсатор-холодильник; 8 - емкость орошения; 10 - печь.  
потоки: I - холодная «сырая» нефть, II - подогретая «сырая» нефть, III - дренажная вода, IV - частично обезвоженная нефть, V - пресная вода, VI - обезвоженная и обессоленная нефть, VII - пары легких углеводородов, VIII - несконденсировавшиеся пары, IX - широкая фракция (сконденсировавшиеся пары), X - стабильная нефть.

Рисунок 8 – Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти

Примечание [U2]: Тут подписи 14 шрифтом, ранее 12

В электродегидраторе 4 производится окончательное отделение воды от нефти обезвоженная нефть через теплообменник 5 поступает в стабилизационную колонну 6. За счет прокачки нефти из низа колонны через печь 10 насосом 11 ее температура доводится до 240 °С. При этом легкие фракции нефти испаряются, поднимаются в верхнюю часть колонны и поступают в конденсатор-холодильник 7, в котором пропан-бутановые и пентановые фракции в основном конденсируются, образуя широкую фракцию, а несконденсировавшиеся компоненты отводятся для использования в качестве топлива.[11,12]

Широкая фракция откачивается насосом 9 на фракционирование, а также частично используется для орошения в колонне 6. Стабильная нефть из низа

колонны насосом 12 откачивается в товарные резервуары. На этом пути горячая стабильная нефть отдает часть своего тепла сырой нефти в теплообменниках 2,5.

Из принципа действия УКПН видно, что в ней совмещены процессы обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти, при чем для обезвоживания используют комплексное влияние подогрева, отстаивания и электрического воздействия.

### **1.2.6 Гашение пульсаций в нефтепроводах**

Одновременный транспорте нефти, газа и воды сопровождается пульсацией давления в сборных коллекторах, вызванных тем, что при движении газожидкостного потока в рельефном трубопроводе, газовая фаза, образуемая в вершине трубопровода, может изменяться в объеме, сжимаясь и расширяясь, тем самым изменяя давление. Такие изменения могут достигать 2-5 МПа, а основными факторами, влияющими на их появление и частоту образования, являются:

- дебиты скважин и режимы их работы (количество нефти и газа, поступающих из устья скважины в выкидную линию);
- диаметр линий;
- рельеф местности, по которой проложен трубопровод.

Для рельефной местности при малых скоростях смеси характерны пульсации большой амплитуды и малой частоты.

Для равнинной местности и больших скоростей газа пульсации имеют малую амплитуду и большую частоту.

Пульсации приводят:

- к разрыву сварных соединений;
- залповым выбросам газожидкостной смеси к сепарационным установкам и, следовательно, ее перегрузке;

- снижению пропускной способности коллекторов;
- нарушению технологического режима установок подготовки нефти и воды.

Для ограничения влияния пульсаций на работу установок перед первой ступенью сепарации на дожимной насосной станции или установке подготовки нефти устанавливают гаситель пульсаций, представляющий собой разделитель газового и нефтяного потоков.

Максимальная длина коллектора-гасителя пульсации принимается равной 50 м для сепарационных установок производительностью до 20 тыс.т/сут и 20 м для установок производительностью до 10 тыс.т/сут.

Диаметр коллектора-гасителя принимают равным диаметру сборного коллектора, подводящего нефтегазовую смесь к гасителю пульсаций.

### **1.3 Оборудование для обезвоживания нефти**

#### **1.3.1 Оборудование для обезвоживания нефти с использованием совмещенных аппаратов**

За последнее время на нефтяных месторождениях находит все большее применение блочное оборудование, в котором процесс нагрева нефтяной эмульсии и последующего ее отстаивания совмещается в одном аппарате. Эти аппараты получили название подогревателей-деэмульсаторов. Нефтяная эмульсия поступает в них из сепараторов-делителей потока или сепараторов первой ступени. В результате падения давления в коммуникациях от сепараторов до подогревателей-деэмульсаторов, а также нагрева нефтяной эмульсии из последней выделяется некоторое количество газа. Выделение газа в отстойной секции этих аппаратов мешает процессу отделения воды, поэтому во всех совмещенных аппаратах предусматривается отбор газа до поступления нефтяной эмульсии в отстойную часть аппарата, т. е. подогреватели-

деэмульсаторы выполняют также функции сепараторов. Отделившийся в подогревателях-деэмульсаторах газ сжигается в своем аппарате (с целью подогрева нефтяной эмульсии) или подается в систему сбора.

Горизонтальные подогреватели-деэмульсаторы. Горизонтальные подогреватели-деэмульсаторы разработаны типа Тайфун (Тайфун 1-400, Тайфун 1-1000) институтом ТатНИИнефтемаш совместно с СПКБ Нефтехимпромавтоматика и типа УДО (УДО-2М и УДО-3) – конструкторским бюро объединения Саратовнефтегаз. Краткая техническая характеристика горизонтальных подогревателей-деэмульсаторов приведена в табл. 4.1[9].

Подогреватели-деэмульсаторы типа Тайфун оснащаются дополнительными сепараторами, которые монтируются непосредственно над основным аппаратом установки. Это позволяет осуществлять первую ступень сепарации продукции скважин перед поступлением в основной аппарат. В установки УДО-2М и УДО-3 продукция скважин поступает после сепаратора, смонтированного отдельно от установки.

Таблица 1 - Техническая характеристика горизонтальных подогревателей-деэмульсаторов

Показатели	Тайфун	Тайфун 1-1000	УДО-2М	УДО-3
Производительность по жидкости (при 30%-ной обводненности), т/сут.	До 400	До 1000	До 1400	3000
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,6 (6)	0,6 (6)	0,6 (6)	0,6 (6)
Теплопроизводительность, МДж/ч (Мкал/ч)	2350 (559)	5200 (1244)	6300 (1500)	14600 (3500)
Расход топливного газа, м <sup>3</sup> /ч	72	145	225	546
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	32	100	100	200
Масса (сухого аппарата), кг	16100	42000	33600	50000

Примечание [УЗ]: Отступ в таблицах

Процесс обезвоживания нефти в горизонтальных аппаратах основан на том же принципе, что и в вертикальных: подогрев и разрушение нефтяной

эмульсии при прохождении ее через слой горячей воды, при этом направления потоков в процессе промывки также вертикальные. Для этой цели горизонтальная емкость разделяется на несколько отсеков (до трех) и нефтяная эмульсия обрабатывается горячей водой последовательно в каждом отсеке. Такая последовательная обработка позволяет разрушать наиболее стойкие эмульсии и в этом отношении горизонтальные подогреватели-деэмульсаторы имеют преимущества перед вертикальными. Кроме того, горизонтальные аппараты по тепловой мощности и производительности в несколько раз превосходят вертикальные.

Подогреватель-деэмульсатор Тайфун 1-400 состоит из трех блоков (рисунок 9); сепарационного (I), технологического (II) и блока местной автоматики (на рисунке не показан).

В качестве сепарационного блока используется вертикальный сепаратор с гидроциклонной головкой. Технологический блок представляет собой емкость диаметром 2 м и длиной 10 м, устанавливаемую с помощью опор на металлических саях.

Внутренняя часть технологической емкости при помощи вертикальных перегородок разделена на четыре отсека: нагревательный (III), отстойный (IV), нефтесборный (V) и водосборный (VI).

В нагревательном отсеке III размещаются распределитель-маточник 1 и две U-образные жаровые трубы 2 с газовыми горелками 3.

В отстойном отсеке IV находятся емкость для реагента 8 и датчик гидростатического давления 10 щелевого расходомера. Измерительная щель 11 расходомера располагается на перегородке между отстойным и нефтесборным отсеками.

Нефтесборный отсек V отделен от водосборного отсека VI продольной перегородкой 14 и оборудуется регулятором уровня 12, связанным с линией сбора обезвоженной нефти.

Водосборный отсек VI оборудуется переливной регулируемой трубой 9, с помощью которой, а также регулятора уровня 13 поддерживается необходимый уровень раздела нефть-вода в отстойном отсеке.

На раме технологической емкости устанавливаются дозировочный насос 15 и циркуляционный насос 16. Блок местной автоматики представляет собой комплекс приборов и регуляторов, заключенных в металлический шкаф. Принцип работы установки Тайфун 1-400 состоит в следующем.

Нефтеводогазовая смесь из сборного коллектора поступает в вертикальный гидроциклонный сепаратор I, где жидкая фаза отделяется от газа. Основное количество газа из сепаратора направляется в газосборный коллектор, а часть газа, пройдя осушитель 17, поступает к горелкам 3 установки.

Водонефтяная эмульсия из сепаратора I по вертикальной трубе направляется вниз в нагревательный отсек III, а отсюда, пройдя распределитель-маточник 1, движется вертикально вверх. В нагревательном отсеке автоматически поддерживается уровень воды выше жаровых труб с помощью поперечной перегородки, разделяющей нагревательный и отстойный отсеки. Пройдя через слой горячей воды, нефтяная эмульсия переливается через поперечную перегородку в отстойный отсек, где окончательно отделяется вода. Обезвоженная нефть из отстойного отсека через измерительную щель 11 переливается в нефтесборный отсек, откуда направляется в нефтесборный коллектор и далее в концевые сепараторы.

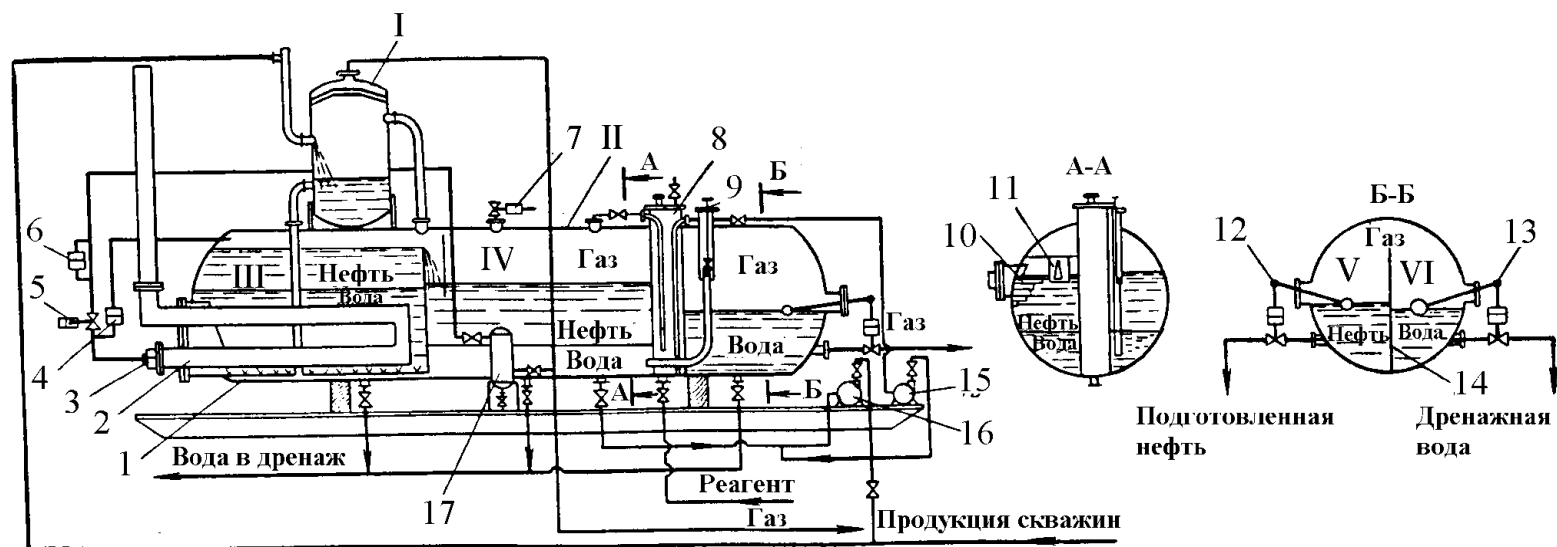


Рисунок 9 – Принципиальная технологическая схема горизонтального подогревателя-деэмульсатора типа Тайфун 1-400

**Примечание [U4]:** Оформление подписи рисунка

Отделившаяся вода с низа отстойной секции поступает в переливную трубу 9 и далее в водосборный отсек, откуда направляется на установку подготовки сточных вод.

Деэмульгатор подается при помощи дозирочного насоса 15 непосредственно на прием циркуляционного насоса 16. Циркуляционный насос обвязан так, что он может перекачивать горячую отделившуюся от нефти воду с некоторым остаточным содержанием реагента непосредственно в приемный коллектор установки. Такая последовательная работа двух насосов позволяет регулировать подачу на установку реагента необходимой концентрации и одновременно создает условия для хорошего перемешивания его с поступающей продукцией.

Подогреватель-деэмульсатор Тайфун 1-400 оснащен контрольно-измерительными приборами и средствами автоматизации для поддержания заданных параметров технологического режима установки.

Автоматическое регулирование уровня нефти и воды в соответствующих отсеках осуществляется при помощи регуляторов уровня РУМ-17. Положение раздела фаз нефть–вода в отстойном отсеке контролируется при помощи регулируемой переливной трубы 9. Для контроля уровня реагента в емкости 8 установлен электронный индикатор уровня. Заданная температура жидкости в нагревательном отсеке поддерживается с помощью регулятора температуры 4, который изменяет количество газа, поступающего к горелкам топочного устройства. На газовой обвязке горелок предусмотрена установка регулятора давления 6 и запорного клапана 5 для прекращения подачи газа в горелки при аварийных ситуациях.

Количество обезвоженной нефти непрерывно замеряется при помощи расходомера. В качестве датчика используется датчик гидростатического давления типа ДГД, который посылает непрерывные электрические сигналы, пропорциональные мгновенному значению объема жидкости, проходящей через измерительную щель.



На установке имеется аварийная сигнализация о превышении допустимой температуры в нагревательном отсеке или превышении допустимого давления в технологической емкости. В верхней части технологической емкости установлен предохранительный клапан 7.

Управление насосами 15 и 16 в системе подачи реагента также ведется с блока местной автоматики с дублированием управления вручную на самом технологическом блоке.

Установка с подогревателем-деэмульсатором Тайфун 1-1000 аналогична рассмотренной выше установке, но имеет повышенную производительность, что повлияло на габаритные размеры и число приборов и средств автоматики. В установке Тайфун 1-1000 предусматриваются два нагревательных отсека, размещенных в противоположных концах технологической емкости, а отстойный отсек располагается в средней ее части между нагревательными отсеками. В каждом нагревательном отсеке монтируется по две U-образные жаровые трубы. Нефтяная эмульсия промывается горячей водой последовательно сначала в первом, а затем во втором нагревательном отсеке.

В горизонтальном подогревателе-деэмульсаторе УДО-2М (расшифровывается – установка деэмульсационная огневая второй модификации) в отличие от установки Тайфун 1-1000 нефтяная эмульсия обрабатывается горячей водой последовательно в трех отсеках: в двух нагревательных (как и на установке Тайфун 1-1000) и затем в отстойном. Такая последовательная трехкратная промывка горячей водой позволяет обезвоживать на установке самые стойкие нефтяные эмульсии.

Установка УДО-2М состоит из двух основных блоков: технологического и блока КИП и автоматики.

Принципиальная схема технологического блока показана на рисунке 10. Емкость технологического блока (объем ее 100 м<sup>3</sup>) разделена перегородками на три отсека – два нагревательных (I и II) и отстойный (III). В отсеке I смонтирована внутренняя оболочка 2, расположенная концентрично по

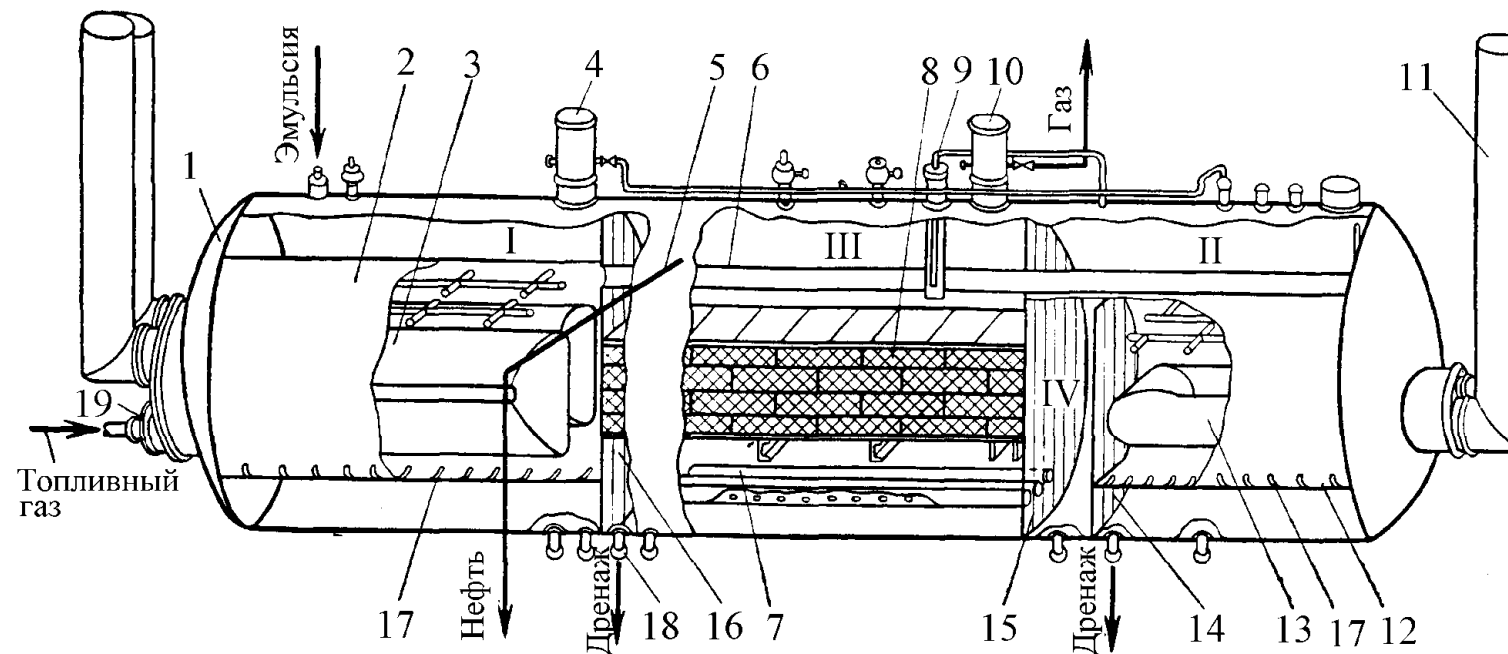
отношению к технологической емкости. Внутренняя оболочка в нижней части имеет прорези для поступления эмульсии из кольцевого пространства в топочную часть отсека I. Здесь на опорах размещаются две U-образные жаровые трубы 3. Нижняя горизонтальная часть жаровой трубы представляет собой камеру радиации, а верхняя является камерой конвекции. Передняя часть камеры радиации непосредственно у горелок защищается от воздействия пламени обмуровкой из огнеупорного кирпича или керамики.

В перегородку, разделяющую отсеки I и III, а также в перегородку между отсеками II и III вварены перепускные трубы 6, соединяющие между собой отсеки I и II.

Отсек II технологической емкости отличается от отсека I размерами, размещением внутренней оболочки и числом жаровых труб. В отсеке II размещается одна U-образная жаровая труба меньшей, чем в отсеке I, длины. Камеры радиации и конвекции здесь располагаются в горизонтальной плоскости. В нижней части отстойного отсека III установлены шесть труб 7, перфорированных в нижней части. Эти трубы выполняют роль маточников для равномерного распределения эмульсии. Выше маточника может быть загружена коалесцирующая набивка.

Между отсеками II и III располагается переливная камера IV с перегородкой 14, имеющей прорези (окна) в верхней части, а в отсеке III устанавливается гидравлический затвор, обеспечивающий перепад давления между отсеками I и III, необходимый для подъема уровня жидкости до штуцера 5, по которому обезвоженная нефть выходит из технологической емкости.

Уровень воды в отсеках I и II поддерживается выше жаровых труб с помощью переливных устройств, смонтированных на перегородках этих отсеков, а в отстойном отсеке – с помощью регулятора уровня. Над отсеком III технологической емкости устанавливается небольшой сепаратор 10 – вертикальный цилиндрический сосуд с каплеотбойником, препятствующим уносу капельной жидкости из аппарата.



I, II, III – отсеки технологической емкости; IV – переливная камера; 1 – емкость; 2 – оболочка отсека I; 3, 13 – жаровые трубы; 4 – газовый сепаратор отсека I; 5, 18 – штуцеры; 6 – труба перепускная; 7 – распределитель; 8 – коалесцирующая набивка; 9 – гидравлический затвор; 10 – газовый сепаратор отсека III; 11 – дымовая труба; 12 – оболочка отсека II; 14, 15, 16 – перегородки; 17 – щели; 18 – турбореактивная горелка

Рисунок 10 – Технологический блок установки УДО-2М.

Технологическая емкость монтируется на специальных металлических саях. Для удобства обслуживания контрольно-измерительных приборов, предохранительных клапанов, запорной арматуры, смонтированной на верхней части емкости, предусматривается площадка с лестницей. В верхней части емкости монтируются два предохранительных клапана.

Процесс обезвоживания нефти на установке УДО-2М проводится следующим образом. Нефтяная эмульсия после сепаратора-делителя потока или сепаратора с предварительным сбросом свободной воды поступает сверху в отсек I технологической емкости и по кольцевому пространству стекает в нижнюю часть. Отсюда нефтяная эмульсия через щели 17 поступает внутрь оболочки 2, где проходит через слой горячей воды, нагреваемой двумя жаровыми трубами. Частично разрушенная эмульсия поднимается вверх под оболочкой 2 и по перепускным трубам 6 перетекает в отсек II, в котором она также опускается через кольцевое пространство между внутренней стенкой емкости и оболочкой. Через щели 17 нефтяная эмульсия поступает внутрь оболочки 12 и проходит через слой горячей воды, температура которой на 15 – 20 °С выше, чем в отсеке I.

Вода и нефтяная эмульсия в отсеке II подогреваются одной жаровой трубой. Из эмульсии отделяется часть воды, которая по переливному устройству сбрасывается в переливную камеру IV. Оставшаяся эмульсия также поступает в переливную камеру IV через окна в верхней части перегородки 14, опускается вниз и через распределительные трубы попадает в отстойный отсек III, где пропускается в третий раз через слой горячей воды. Здесь нефть окончательно освобождается от воды и через штуцер 5 в верхней части отсека направляется в концевой сепаратор, а отстоявшаяся вода с низа отсека III через штуцер 18 и регулятор межфазного уровня сбрасывается в дренажную линию.

Отделившийся в результате нагрева эмульсии и снижения давления в аппарате газ из верхней части отсека I через сепаратор 4 направляется в отсек II и совместно с выделившимся здесь газом пропускается через

гидравлический затвор 9, установленный в отсеке III. Весь газ из верхней части отсека III проходит через сепаратор 10 и далее через регулятор давления поступает в газосборную сеть или к горелкам установки.

Блок КИП и автоматики установки УДО-2М монтируется вплотную к боковой стенке технологической емкости и таким образом обеспечивается постоянный обогрев этого блока. Системой автоматизации, в которую входит комплекс приборов и средств автоматизации, предусматривается автоматическое регулирование уровня жидкости в отсеках технологической емкости, регулирование давления и температуры в аппарате.

Для регулирования давления во всех трех отсеках технологической емкости применяются регуляторы, устанавливаемые на линии выхода газа после сепаратора 10. Для поддержания определенного перепада давления между отсеками II и III применяется гидрозатвор 9. Температуру в отсеках I и II поддерживают с помощью регуляторов путем изменения количества газа, подаваемого к горелкам. В случае изменения давления и нарушения установленного режима горения доступ газа к горелкам прекращается предохранительным клапаном ПКВ.

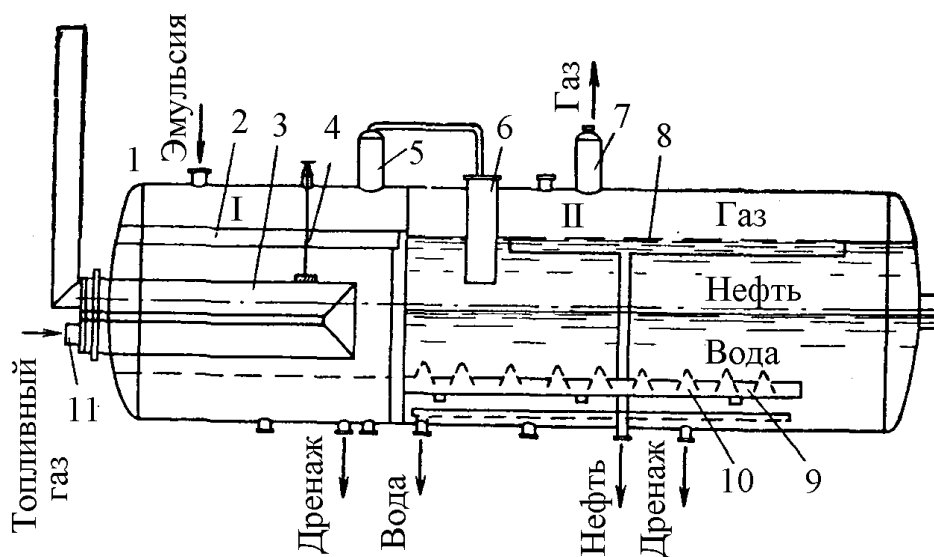
Общей схемой автоматизации предусматривается также автоматическая аварийная сигнализация в случае повышения давления или температуры выше допустимых значений.

Важным условием обеспечения нормальной работы технологической емкости является поддержание необходимых уровней раздела фаз во всех отсеках.

Уровни воды в отсеках I и II регулируются с помощью переливных устройств, а в отсеке III – с помощью регулятора межфазного уровня. Сброс выделившейся и отстоявшейся воды в дренажную линию осуществляется одним регулятором, от надежности работы которого зависит поддержание нормального технологического режима во всей установке.

Подогреватель-деэмульсатор УДО-3 отличается от УДО-2М большим объемом технологической емкости (200 м<sup>3</sup>). В соответствии с этим он имеет

большие тепловую мощность и производительность. По технологической схеме и оснащению ее средствами КИП и автоматики установка УДО-3 незначительно отличается от установки УДО-2М (рисунок 11). Технологическая емкость установки разделена на два отсека. Отсек I почти не отличается от соответствующего отсека установки УДО-2М (за исключением размеров жаровых труб и объема). На установке применяются турбореактивные горелки 11 типа ГГТР-С-200 производительностью по газу 200 м<sup>3</sup>/ч. Отсек II выполняет функцию отстойника. В нижней части его монтируются два распределительных коллектора 9, а в верхней части коллектор (короб) 8 для сбора и отвода обезвоженной нефти. Перепад давления между отсеками I и II поддерживается гидравлическим затвором 6.



УДО-3: I, II – отсеки; 1 – емкость; 2 – оболочка; 3 – жаровая труба; 4 – упорное устройство; 5 – газосборник; 6 – гидравлический затвор; 7 – газовый сепаратор; 8 – сборный короб; 9 – распределительный коллектор; 10 – уголковый распределитель; 11 – горелка.

Рисунок 11 – Технологическая емкость установки

В подогревателе-деэмульсаторе УДО-3 нефтяная эмульсия после прохождения через слой горячей воды в отсеке I поступает в распределительные коллекторы 9. Здесь частично отделяется вода и выпускается в нижнюю часть емкости. Оставшаяся нефтяная эмульсия через отверстия в верхней части коллектора поступает под уголковые распределители 10. Выходя через прорези уголковых распределителей, нефтяная эмульсия проходит слой воды, промывается и отстаивается. Обезвоженная нефть в верхней части отсека поступает в собирающий короб и отводится с установки через два разгрузочных клапана.

Выделившийся из отсека I газ собирается в газосборнике 5 и, пройдя через столб жидкости в гидравлическом затворе 6, поступает в отсек II, откуда через регулятор давления отводится с установки. Отделившаяся вода сбрасывается из отсека II с помощью регулятора межфазного уровня РУМ-18.

Для регулирования давления и температуры в технологической емкости имеются те же средства КИП и автоматики, что и в подогревателе-деэмульсаторе УДО-2М.

Обслуживание установки сводится к наблюдению за ходом технологического процесса по приборам КИП и автоматики и контролю за состоянием всего оборудования и приборов. Особое внимание во время работы установки следует обратить на поддержание нормального рабочего давления в технологической емкости, поддержание температуры нагрева нефтяной эмульсии в установленных пределах, давления топочного газа и степени его влажности, содержания воды в товарной нефти, выходящей с установки, и поддержание нормального уровня в отсеках.

Во время работы горелки необходимо контролировать степень нагрева корпуса горелки, наличие смазки в подшипниковом узле, работу подшипникового узла, полноту сгорания газа.

### 1.3.2 Оборудование для обезвоживания нефти с использованием отдельных блоков нагрева и отстоя.

Подогреватели-деэмульсаторы, в которых процесс нагрева и отстоя нефтяных эмульсий осуществляется в одном аппарате, характеризуются сравнительно малой тепловой мощностью и ограниченным объемом емкости для отстоя. Совмещение процессов нагрева и отстоя в одном аппарате при производительности установки свыше 3000 т/сут. по жидкости приводит к увеличению размеров и металлоемкости аппарата за пределы транспортных возможностей, поэтому такие аппараты не могут быть изготовлены в блочном исполнении.

Для оснащения установок повышенной производительности (свыше 5 – 6 млн. т/год) разработаны и выпускаются отдельно блоки для нагрева нефтяной эмульсии и отдельно отстойники.

Блоки нагрева выпускаются двух модификаций: нагреватели с жаровыми трубами, работа которых основана на том же принципе обработки нефтяной эмульсии, что и в совмещенных аппаратах, только без отстойного отсека, и блочные трубчатые печи для непосредственного подогрева нефтяной эмульсии. К нагревателям с жаровыми трубами относятся нагреватели нефтяные типа НН-2500, НН-4000 и НН-6300, разработанные СПКБ объединения Союзнефтеавтоматика. Блочные трубчатые печи разработаны двух типов – БН-5,4 и ПТБ-10. Техническая характеристика блоков нагрева приведена в табл.4.2.

Таблица 2 - Техническая характеристика блочных нагревателей

Показатели	НН-2500	НН-4000	НН-6300	БН-5,4	ПТБ-10
1	2	3	4	5	6
Теплопроизводительность, МДж/ч (Мкал/ч)	10500 (2500)	16800 (4000)	26400 (6300)	22600 (5400)	41900 (10000)



Окончание таблицы 2

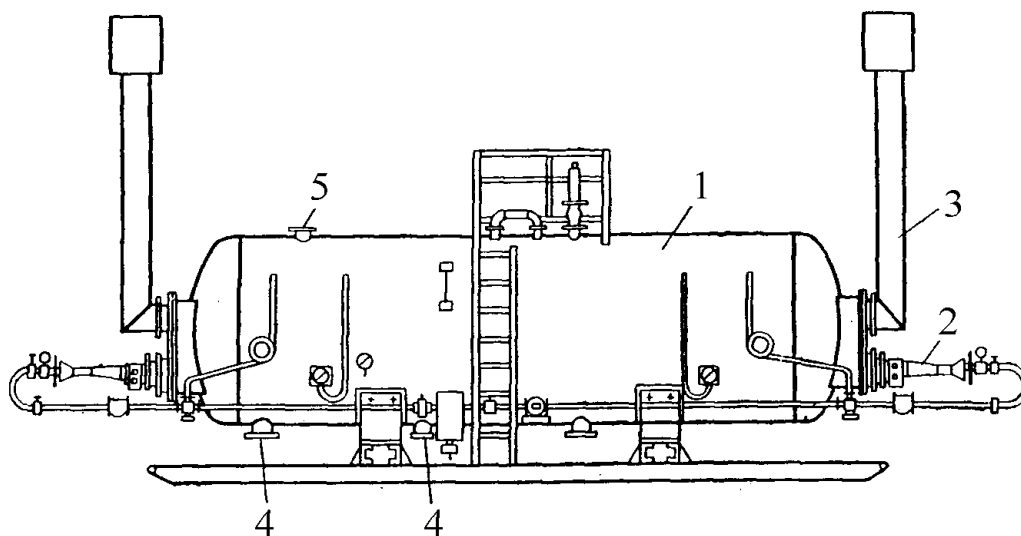
1	2	3	4	5	6
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,4 (4)	0,6 (6)	0,6 (6)	0,6 (6)	6,4 (64)
Производительность по жидкости, т/сут.	2500	4000	6300	5400	10000
Расход топливного газа, м <sup>3</sup> /ч	360			800	
Объем сосуда, м <sup>3</sup>	80	100	125	-	
Диаметр сосуда, м	3	3,2	3,4	-	
Масса, т	27	33	35,5	11,06	45

На рисунке 12 представлен нагреватель типа НН. Внутренняя полость его разделена на два отсека: левый и правый. В обоих отсеках монтируются по две жаровые трубы, оборудованные газовыми инжекционными или турбореактивными горелками и дымовыми трубами. В левом отсеке установлена перфорированная переливная труба, а в правом – сборник нагретой нефти. Эмульсия в нагревателях типа НН подогревается до необходимой температуры при прохождении через слой горячей воды, уровень которой поддерживается автоматически выше уровня жаровых труб. Нагретая и частично разделенная эмульсия далее поступает в отстойник, где окончательно отделяется вода от нефти.

Блочные печи БН-5,4 и ПТБ-10 разработаны КБ объединения Саратовнефтегаз. Блоки нагрева БН-5,4 имеют тепловую мощность до 22 600 МДж/ч (5400 Мкал/ч) и представляют комплект горизонтальных жаровых нагревательных элементов "труба в трубе" (рисунок 13), соединенных между собой последовательно. Кроме того, в состав комплекта нагревателя входят блок КИП, блок управления и сигнализации (БУС) и щитовое укрытие.

Нефтяная эмульсия нагревается в пространстве, образованном корпусом и жаровой трубой нагревателя, по которой проходят продукты сгорания топливного газа. Дымоходы всех нагревательных элементов

подсоединены к общей дымовой трубе 10. В один блок входит четыре нагревательных элемента, соединенных трубопроводной обвязкой таким образом, что любой элемент может быть отключен без остановки всего блока. Можно направить нефтяную эмульсию мимо блока нагрева.



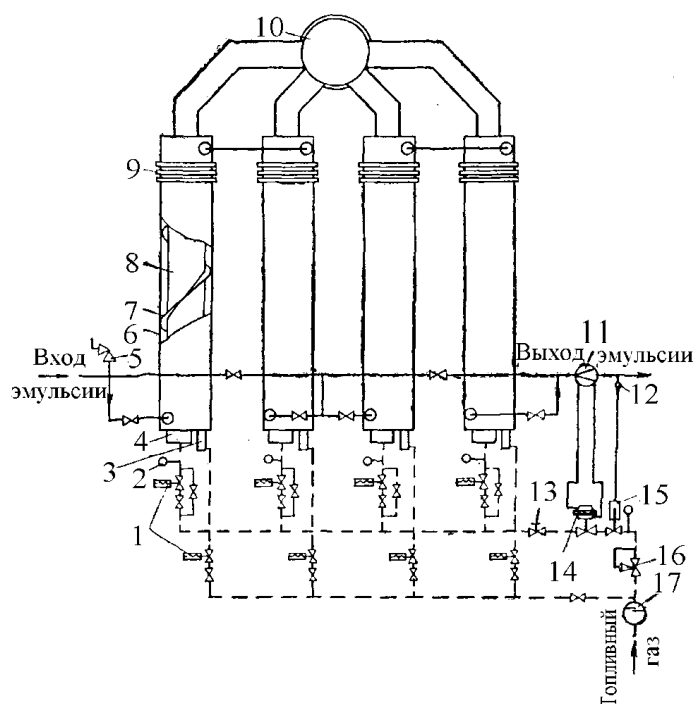
НН: 1 – корпус нагревателя; 2 – инжекционная горелка; 3 – дымовая труба; 4 – вход эмульсии; 4 – выход эмульсии.

Рисунок 12 – Общий вид нагревателя

Жаровой нагревательный элемент состоит из корпуса 6, жаровой трубы 8, газовой горелки 4 турбореактивного типа.

Приборы автоматического регулирования, отсекатели, манометры, термометры и фильтр для топливного газа расположены в утепленном блоке КИП, находящемся в щитовом укрытии.

Аппаратура автоматики горения, сигнализации, электрические запально-защитные устройства смонтированы в отдельном блоке управления и сигнализации, в котором предусмотрено отопление с помощью электрического нагревателя.



БН-5,4: 1 – отсекающий; 2 – манометр; 3 – запальное устройство; 4 – горелка; 5 – предохранительный клапан; 6 – корпус; 7 – шнек; 8 – жаровая труба; 9 – линзовый компенсатор; 10 – дымовая труба; 11 – диафрагма; 12 – датчик температуры; 13 – клапан отсекающий; 14 – отсекающий; 15 – регулятор температуры; 16 – регулятор давления; 17 – фильтр.

Рисунок 13 – Схема блока нагрева

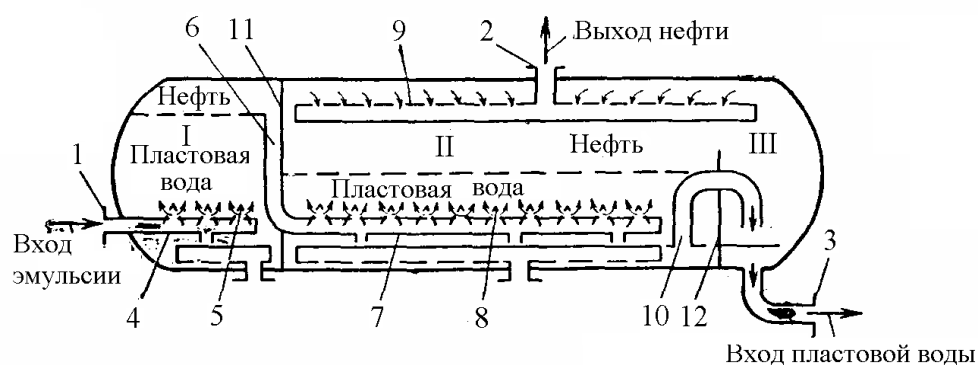
Основным параметром, подлежащим регулированию, является температура нефтяной эмульсии на выходе из блока нагрева. Она регулируется регулятором температуры 15. Для прекращения подачи газа в случае отсутствия потока нефтяной эмульсии служит отсекающий 14, установленный на трубопроводе для подачи эмульсии. Он открывает газовую линию только при наличии потока жидкости и перепада давления на диафрагме 11.

Для сигнализации о повышении температуры и давления нефтяной эмульсии выше нормы установлены электроконтактные термометры и манометр.

В случае чрезмерного повышения или понижения давления газа газовая линия отключается клапаном-отсекателем 13.

Блочные трубчатые печи типа ПТБ-10 имеют тепловую мощность 41 900 МДж/ч и состоят из двух блоков: теплообменного и блока горелок с принудительной подачей воздуха для сжигания газа.

Для отстоя нефтяных эмульсий после нагревания в блочных нагревателях разработаны отстойники различных конструкций. Наибольшее распространение получили горизонтальные отстойники с нижним вводом нефтяной эмульсии конструкции института ГипроНИИнефтемаш. В последнее время разработаны новые конструкции отстойников с промывкой нефтяной эмульсии горячей водой. Принципиальная схема отстойника ОГ-200 показана на рис.4.12. Он представляет собой емкость (200 м<sup>3</sup>), разделенную перегородками на три отсека. Отсек I служит для отделения полусвязанной воды из нефтяной эмульсии, отсек II – для окончательного обезвоживания нефти, отсек III – для сброса отделившейся пластовой воды.



ОГ-200: 1 – штуцер для ввода эмульсии; 2 – штуцер для вывода нефти; 3 – штуцер для пластовой воды; 4, 5, 7, 8 – распределители эмульсии; 6, 10 – переливные устройства; 9 – сборный коллектор; 11, 12 – перегородки.

Рисунок 14 – Принципиальная схема отстойника

При подготовке легких нефтей после подогрева в блочных нагревателях необходимо полностью отделить свободный газ, чтобы не нарушался процесс отстоя. Для отделения газа из нагретой нефтяной эмульсии перед отстойниками устанавливают специальные сепараторы или же предусматриваются сепараторы, встроенные в отстойнике. В отстойнике со встроенным сепаратором ОГ-200С процесс отделения воды от нефти осуществляется во втором отсеке, так же как и в отстойнике ОГ-200, а в качестве сепаратора используется первый отсек, в котором имеются сепарирующие устройства.

## **Выводы**

В главе рассмотрены: нефтяная эмульсия, её образование и структуры, основные свойства и способы её разделения; основы промышленной подготовки нефти и оборудование для обезвоживания нефти, как совмещенные установки, так и установки с отдельными блоками нагрева и отстоя.

Выполненный обзор позволяет сделать вывод, что промышленная подготовка нефти является сложной технологической операцией и зависит от степени подготовленности нефтяной эмульсии к разделению, и требует использования более современных аппаратов для разделения газонефтеводяной смеси эмульсии на отдельные компоненты.

Рассмотренные совмещенные установки для обезвоживания нефти типа Тайфун и типа УДО не нашли широкого применения в промышленной подготовке нефти из-за своей ненадежности и технологического принципа работы.

К ним на замену пришли установки НГВРП типа американского аппарата «Хитер-Тритер» более современные и надежные. НГВРП нашли широкое применение в промышленной эксплуатации на месторождениях компаний: ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Роснефть», ОАО

«Газпромнефть». Эти установки успешно изготавливают на отечественных предприятиях производства оборудования для нефтегазовой отрасли.

Далее рассматривается принцип работы таких установок (на примере ООО «РН-Юганскнефтегаз») и предлагается способ повышения надежности и продления срока эксплуатации.

**Примечание [U5]:** Главы начинают с новых страниц

## **2 Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом (НГВРП типа аппарата «Хитер-Тритер») в промышленной эксплуатации ООО «РН-Юганскнефтегаз»**

### **2.1 Общие сведения о предприятии ООО «РН-Юганскнефтегаз»**

Для примера взят цех подготовки и перекачки нефти №7 Приобского нефтяного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», где используют установки НГВРП типа аппарата «Хитер-Тритер» в качестве установок предварительного сброса воды.

ООО «РН-Юганскнефтегаз» – одно из крупнейших нефтедобывающих предприятий России. Крупнейшее в составе ОАО «НК «Роснефть». Предприятие ведет работу на территории городов Нефтеюганск и Пыть-Ях, Нефтеюганского, Сургутского и Ханты-Мансийского районов ХМАО-Югры.

Сегодня ведутся работы по разработке и разведке месторождений на 32 лицензионных участках. Текущие извлекаемые запасы нефти категории АВС1 на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» по состоянию на 01.01.2016 года оцениваются в 1,9 млрд. тонн. Это такие легендарные кладовые, как Мамонтовское, Приобское, Малобалыкское, Правдинское, Приразломное месторождения. При этом Приобское, Мамонтовское, Приразломное, Малобалыкское месторождения по принятой классификации являются уникальными по величине начальных извлекаемых запасов.

На 1 января 2016 года накопленная добыча составила 2 ,143 млрд тонн нефти. За 2015 год было добыто 62,4 млн. тонн, что составляет 24 % добычи по ХМАО-Югре и более 12 % всей нефтедобычи России. План на 2016 год составляет 63,8 млн. тонн.

Общая площадь земель, занимаемых лицензионными участками ОАО НК «Роснефть» в ХМАО-Югре составляет более 19,3 тыс. кв. км.

Основные виды деятельности компании: геологоразведка, разработка и эксплуатация месторождений углеводородов.

### **2.1.1 История ООО «РН-Юганскнефтегаз»**

История ООО «РН-Юганскнефтегаз» началась в 1961 году с разработки Усть-Балыкского нефтяного месторождения. 15 сентября 1977 года глава Министерства нефтяной промышленности Николай Алексеевич Мальцев подписал Приказ о создании Производственного Объединения «Юганскнефтегаз». В состав вошли нефтегазодобывающее управление «Юганскнефть», нефтегазодобывающее управление «Правдинскнефть», а также управления буровых работ и другие предприятия сервисного комплекса. Первым генеральным директором был назначен Роман Иванович Кузоваткин.

С 1988 года генеральным директором ПО «Юганскнефтегаз» становится Сергей Викторович Муравленко.

В 1992 году было принято решение, а в 1993 создана нефтяная компания «ЮКОС», одним из основных активов которой являлся «Юганскнефтегаз». В 2004 году, в ходе банкротства ЮКОСа 76,79 % акций крупнейшей нефтедобывающей «дочки» «ЮКОСа» купила малоизвестная, вымышленная компания «Байкалфинансгруп». Вскоре 100 % долю в «Байкалфинансгруп» купила государственная компания «Роснефть». В октябре 2006 года новые владельцы компании преобразовали её форму собственности и имя, новое название — ООО «РН-Юганскнефтегаз» (РН — сокращение от Роснефть).

Промышленная разработка Среднего Приобья была начата в 1964 году с разбуривания Усть-Балыкского и Солкинского месторождений. В 1966 году на базе нефтепромысел Нефтепромыслового управления «Сургутнефть» были образованы первые нефтепромысловые управления в городе Нефтеюганске и пос. Пойковский Нефтеюганского района. К 1977 году, по мере ввода новых месторождений, значительно были увеличены объёмы работ по бурению и добыче нефти, возросло количество предприятий, и возник вопрос о координации действий предприятий-смежников. Учитывая



большие объёмы и перспективы развития нефтяной промышленности в Тюменской области, в соответствии с Постановлением Совета Министров СССР от 20.08.1974 № 661 «О генеральной схеме управления нефтяной промышленности», 01 ноября 1977 г., согласно приказам Министерства нефтяной промышленности СССР от 15.09.1977 № 495 и Главного Тюменского управления по нефтяной и газовой промышленности /Главтюменнефтегаз/ от 09.09.1977 № 568, на базе двух нефтегазодобывающих управлений «Юганскнефть» и «Правдинскнефть», годовая добыча которых составляла около 31 млн тонн нефти, было создано производственное объединение «Юганскнефтегаз» с местонахождением в городе Нефтеюганске Тюменской области, действующее на территории Сургутского района по левому берегу реки Оби. Для этой цели в аппарате управления, согласно приказу ПО «Юганскнефтегаз» № 1 от 01.11.1977 были созданы на внутрихозяйственном расчёте: — Управление по бурению с подчинением ему Нефтеюганского управления буровых работ № 1, Нефтеюганского управления буровых работ № 2, Мамонтовского управления буровых работ, Нефтеюганского вышкомонтажного управления, Нефтеюганской тампонажной конторы, Нефтеюганской центральной базы производственного обслуживания по прокату и ремонту бурового оборудования, треста «Юганскнефтеспецстрой»; — Управление технологического транспорта спецтехники и автомобильных дорог с подчинением ему Нефтеюганского управления технологического транспорта № 1, Нефтеюганского управления технологического транспорта № 2, Нефтеюганского управления технологического транспорта № 3, Нефтеюганского управления технологического транспорта № 4, Мамонтовского управления технологического транспорта, Пойковского управления технологического транспорта, Нефтеюганского управления автомобильных дорог, Нефтеюганской центральной ремонтно-механической мастерской; — Управление производственно-технического обслуживания и комплектации оборудования с подчинением ему Нефтеюганской базы

производственно-технического обслуживания и комплектации оборудованием; — Жилищно-бытовое управление с подчинением ему Нефтеюганской жилищно-коммунальной конторы, Пойковской жилищно-коммунальной конторы, Ремонтно-строительного управления Нефтегазодобывающего управления «Юганскнефть», Ремонтно-строительного управления Нефтегазодобывающего управления «Правдинскнефть»; — Управление капитального строительства. На самостоятельном балансе в объединение вошли Нефтегазодобывающее управление «Юганскнефть» с местонахождением в г. Нефтеюганске и Нефтегазодобывающее управление «Правдинскнефть» с местонахождением в пос. Пойковский Нефтеюганского района, а также трест «Юганскнефтьспецстрой» и управление «Юганскэнергонефть» с производственными единицами.

Для осуществления мероприятий, связанных с изменением структуры объединения была создана комиссия под председательством назначенного генерального директора объединения Романа Ивановича Кузоваткина, Лауреата Государственной премии.

## **2.2 Общие сведения и технологический процесс цеха подготовки и перекачки нефти №7 Приобского нефтяного месторождения**

### **2.2.1 Общие сведения**

Цех подготовки и перекачки нефти №7 (ЦППН-7) служит для подготовки нефти, т.е. удаления из поступающей эмульсии воды и солей, аварийного хранения обводненной и подготовленной нефти в резервуарах, очистки сточных и пластовых вод с последующей подачей их на КНС.

Компрессорная станция низких ступеней (КС низких ступеней) входит в состав сооружений ЦППН-7 Приобского месторождения и служит для

подготовки газа концевой и промежуточной ступеней сепарации к дальнейшему транспорту.

Наименование объекта согласно проекта «Центральный пункт сбора и подготовки нефти и газа на левобережной части Приобского месторождения нефти». Технологический процесс и проект разработан ОАО «Гипротюменнефтегаз».

Проектная мощность объекта, введенного в эксплуатацию в 2002г., составляет по нефти–6,0 млн.т/год.

Проектная мощность объекта с учетом расширения по проекту «Расширение ЦПС-1 Приобского месторождения нефти до 12 млн.т/год» выполненного ОАО «Гипротюменнефтегаз», введенного в эксплуатацию в 2003г., составляет по нефти–12,0 млн.т/год.

Максимальное количество поступающей на ЦППН-7 жидкости–17,142 млн.т/год.

Проектная мощность компрессорной станции низких ступеней КС по газу – 151,20 млн.м3/год в стандартных условиях.

Количество газа, поступающего на КС,–159,84 млн. м3/год в стандартных условиях.

ЦППН-7 включает следующие основные технологические объекты:

- сепарационные установки (СУ, 2шт.);
- установки предварительного сброса воды (УПСВ, 8шт.);
- установки подготовки нефти (УТПН, 16шт.);
- резервуарный парк (РВС-10000м3, 8шт.);
- насосную нефти;
- узел учета нефти;
- вспомогательные объекты

Нефть от насосов внешней перекачки, пройдя узел учета нефти, направляется на насосную станцию НПС «Приразломное».

Весь газ с ЦППН-7 подается на транспортную КС и далее отправляется по системе газопроводов на Южно–Балыкский ГПЗ.

Вода после очистных сооружений подается в систему ППД.

ЦППН-7 выполнен в блочном и блочно–модульном исполнении с использованием импортного оборудования по предварительному и окончательному обезвоживанию нефти.

ЦППН-7 включает следующие технологические модули, блоки и отдельное оборудование:

- сепараторы I ступени С-1/1...С-1/5; С-3/1...С-3/5;
- буферы-сепараторы С-1/6...С-1/10; С-3/6...С-3/10;
- сепаратор газовый СГ-1/1; СГ-3/1;
- блоки запорно-регулирующие БЗРН №1...4, БЗРГ №1,2;
- блок учета газа БУГ-1,2;
- блок замера газа БЗГ-1;
- блоки узла улавливания конденсата БУУК-1, БУУК-2;
- установки предварительного сброса воды УПСВ-1...УПСВ-8;
- установки подготовки нефти УПТН-1...УПТН-16;
- насосная нефти с насосами НВП-1...НВП-10, НВ-11;
- блоки фильтров насосов; БФН1, БФН2;
- модуль задвижек насосов МЗД1;
- модуль фильтров насосов МФН1;
- факельные установки ФНД, ФВД;
- узел учета нефти (производитель США);
- реагентное хозяйство;
- подземные емкости;
- резервуары РВС10000 м<sup>3</sup>; РВС-1...РВС-8;
- резервуары РВС3000 м<sup>3</sup>; РВС-1...РВС-3;
- воздушная компрессорная станция.

- Вспомогательные объекты.

КС низких ступеней включает следующие технологические объекты:

- установку компрессорную с “ТАКАТ –50.07М2”;
- блоки управления;
- площадку наружных аппаратов;
- площадку емкостей масла;
- емкость конденсата.

Данный регламент описывает работу ЦППН-7 по полной технологической схеме. Конечным результатом производства является нефть в соответствии с ГОСТ Р51858-2002[13].

Капитальный ремонт, реконструкции не проводились.

В 2009г. в рамках реализации проекта ш.0017Д «Узлы учета факельных газов» ЗАО «Институт Природопользования», г. Нижневартовск смонтированы СИКГ на трубопроводы газа на факелы низкого и высокого давления.

В 2011г. в рамках реализации проекта ш.0211Д ООО «РН-Уфанипинефть» смонтированы СИКГ на трубопроводы газа из СТГ-1,2 на горелки аппаратов УТПН-1...16, и на трубопровод газа из БЗГ-1 на запал ФНД и ФВД.

В 2011г. в рамках реализации проекта ш.3707Д ООО «РН-Информ» «Автоматизированная система технического учета электроэнергии на объектах УППН ООО «РН-Юганскнефтегаз»» смонтирован расходомер на трубопровод выхода жидкости из насосов Н-8...10, НВ-11.

## **2.2.2 Описание технологической схемы ЦППН-7**

Нефтяная эмульсия от ДНС-1.1а через задвижки № 152, 136 с температурой 35-40 оС, расходом 18000 – 20000 м3/сут и кустов о.Вороний

ЦДНГ-12, о. Чебытово ЦДНГ-14 через задвижку № 139 Приобского месторождения с температурой 33-38 оС, расходом 32000-35000 м3/сут. подаётся на УДР, где производится её смешение и распределение между УПН-1, УПН-2. С УДР нефть двумя потоками подаётся на сепарационную установку УПН-1, одним потоком на сепарационную установку УПН-2.

Поток жидкости УПН-1 (рисунок) через шаровые краны КШ-1,2 поступает в установки предварительного отбора газа (УПОГ-1,2), где производится частичное сепарация, далее нефть направляется в сепараторы первой ступени С-1/1...С-1/5, где производится основное отделение газа от потока жидкости. После сепараторов первой ступени водонефтяная эмульсия поступает на установки предварительного сброса воды УПСВ 1-4. УПСВ 1-4 предназначены для отделения основной части воды от поступающего потока. После отстаивания в УПСВ нефть направляется на установку подготовки нефти (УТПН 1-8), которая предназначена для конечного отделения воды от нефти под действием силы тяжести, нагрева, применения химических реагентов. Обезвоженная нефть подаётся на конечную сепарационную установку (сепараторы С-1/6...С-1/10) и далее в резервуарный парк. Для обеспечения эффективного процесса обезвоживания на вход УПН-1, перед УПОГ-1,2, вводится реагент-деэмульгатор. Удельная дозировка реагента-деэмульгатора 20-40 г/т подготовленной нефти. Также на вход УПН-1 подается ингибитор солеотложений с дозировкой 20-30 г/м3 пластовой воды.

Установка УПН-2 работает аналогично.

Состав оборудования УПН-2:

- Установка предварительного отбора газа УПОГ-3,4;
- Сепарационная установка первой ступени С-3/1...С-3/5
- Установка предварительного сброса воды УПСВ 5-8
- Установка подготовки нефти УТПН 9-16
- Концевая сепарационная установка КСУ С-3/6...С-3/10.

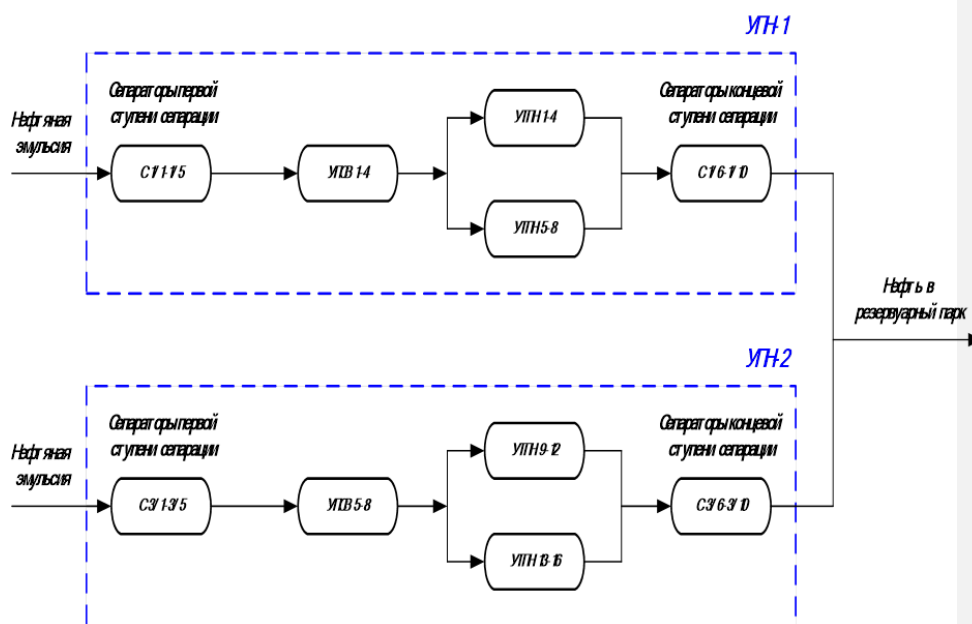


Рисунок 15 – Принципиальная технологическая схема УПН-1, УПН-2.

Резервуарный парк работает в динамическом режиме. Поступление с КСУ обеих установок организовано в два технологических резервуара, в которых происходит дополнительное отстаивание нефти. Конструкцией технологических резервуаров предусмотрено устройство переточной воронки на уровне семи (РВС10000м3 №5,6,7,8) или восьми (РВС10000м3 №1,2) метров. Из технологических резервуаров нефть через переточные воронки подаётся в один буферный резервуар, откуда насосами внешнего транспорта подготовленная в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 нефть, пройдя СИКН, подаётся на НПС “Приразломное”.

Газ, выделившийся в УПОГ, на первой ступени сепарации и на УПСВ, направляется на КС-1. Газ, выделившийся в аппаратах УТПН и сепараторах КСУ, направляется на газокompрессорную станцию низких ступеней сжатия, где компримируется, и подаётся на КС-1.

Отделившаяся в аппаратах УПСВ и УТПН вода подаётся на очистные сооружения, откуда насосами блочной насосной станции НВ 1-7 через узел

учёта воды направляется на приём кустовых насосных станции системы ППД.

### 2.3 Общие сведения и описание технологического процесса установок НГВРП типа аппарата «Хитер-Тритер»

При концентрациях воды в продукции скважин более 50 % возникают сложные множественные эмульсии с прочной бронирующей оболочкой, распределенные в объеме свободной неэмульгированной воды. Такие эмульсии неподдаются разделению на фазы лишь за счет действия сил гравитации. Одним из распространенных методов разрушения эмульсии является нагревание жидкости создание условий для оседания, или обеспечения времени задержки, способствующей процессу сепарации. На этом принципе работает НГВРП типа аппарата «Хитер-Тритер», представленный на рисунке

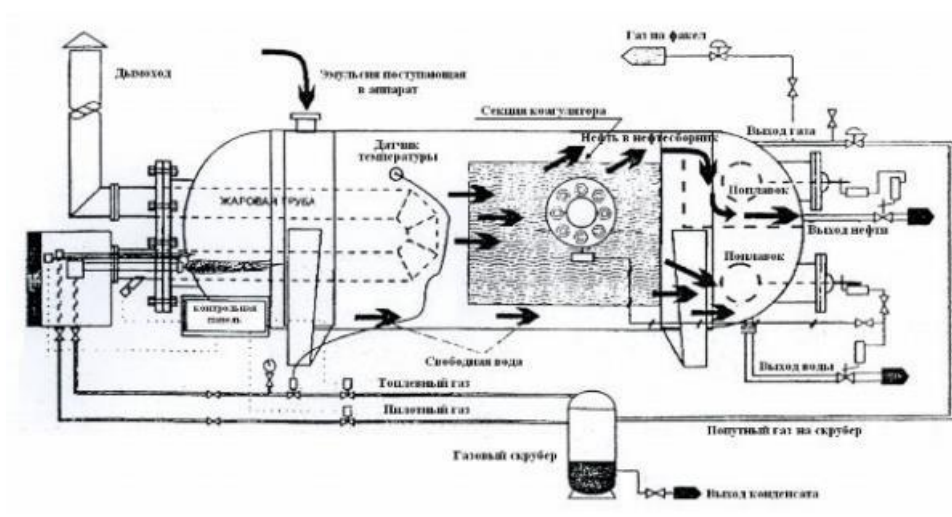


Рисунок 16 – Схема технологического процесса НГВРП



Каждый аппарат НГВРП включает в себя:

- горизонтальную подогреваемую ёмкость, работающую под давлением, диаметр – 3048 мм, длина – 12192 мм;
- блок управления, смонтированный на раме;
- мониторинговую компьютерную систему (один компьютер на каждую установку);
- комплект запасных частей.

Ёмкость рассчитана на сепарирование продукции в различные фазы нефти, воды и газа при расходе 25 955 тонн в сутки. Разделение продукции достигается за счёт подогрева входящей жидкости в отсеке жаровых труб, нагреваемых природным газом и последующим прохождением жидкости через электродную решётку и блок пластин (коагулятор), в которых нефть и вода сливаются в крупные капли и отделяются друг от друга за счёт силы тяжести и разницы в плотности. Рабочее давление – 7 кгс/см<sup>2</sup>. Установка рассчитана для работы при температуре до –46 0С.

С торца ёмкости расположен блок управления, представляющий собой автоматически обогреваемое помещение, в котором находится арматура, трубная обвязка и приборы для контроля, измерения и управления потоками жидкости в ёмкости.

Поступающие нефть, вода, эмульсия и попутный газ входят в установку через входное отверстие, расположенное в верхней части аппарата. Жидкая фаза попадает во входную секцию установки, где происходит первоначальное отделение газа от жидкости. Отделённый газ поднимается вверх установки и поступает к выпускному газовому фланцу. Далее газ проходит через клапан обратного давления, который контролирует рабочее давление в аппарате.

Эмульсия, нефть и подтоварная вода спускаются по стенкам жаровой трубы и переливаются через перегородку, предотвращающую образование каналообразного потока нефти или эмульсии. Подтоварная вода собирается на дне аппарата под жаровыми трубами в отстойной секции. Нагревание

эмульсии при её прохождении у жаровых труб вызывает быструю коагуляцию капель воды и разбивание эмульсии на различные фазы. Капли воды, выделившейся из эмульсии, оседают на дно ёмкости и соединяются со свободной водой, осевшей до нагрева. Кроме того, нефть и эмульсия, проходя над жаровыми трубами, вымывают образовавшиеся на них осадки и накипь.

Температура в жаровых трубах или топке поддерживается путём сжигания природного газа, выделившегося из потока входящей продукции. Если во входящем потоке не имеется объём газа, достаточный для поддержания необходимой температуры, может потребоваться дополнительный источник топливного газа. Установка оснащена фланцем для подключения дополнительного источника газа. При аппарате установлены регуляторы и приборы, обеспечивающие контроль пламени и температуры.

Существует два вида исполнения аппарата:

1. с электродной системой, предназначены для глубокого обезвоживания нефти на объектах подготовки нефти (УПН)

2. секцией поверхностной коалесценции

В первом случае нефть поднимается через отстойный отсек, где, за счёт гравитации, из неё выходит оставшаяся подтоварная вода. Затем жидкость проходит к электродному отсеку аппарата через распределитель потока, обеспечивающий равномерное поступление нефти по всей площади электродной решётки. Это равномерное распределение потока нефти снижает до минимума вертикальную подвижность жидкости. Нефть поднимается через высоковольтное электрическое поле, поддерживаемое между двумя решётками и воздействующее электрическим зарядом на мельчайшие капли воды, удержанные в нефти.

Этот отсек способствует большему столкновению капель. Вода под действием гравитации оседает, а отделённая нефть поднимается вверх и поступает в сборный отсек (нефтяной карман). Затем чистая нефть выходит

из аппарата через выходную арматуру на КСУ. Отделённая из эмульсии вода оседает на дно аппарата и, соединившись с подтоварной водой, выделившейся ранее, уходит с установки по линии выхода воды на очистные сооружения[16].

Во-втором случае нефть поднимается через слой жидкости в отстойнике, где за счет гравитации из нее выделяется оставшаяся вода. Нефтеводная смесь протекает через пластинчатую секцию установки. Пластинчатая секция состоит из множества расположенных друг над другом рифленых полипропиленовых пластин.

В условиях ламинарного потока капельки нефти поднимаются к верхнему слою пластин, где скапливается нефть. Затем эти капельки коагулируются и образуют нефтяную пленку на поверхности полипропиленовых пластин. Применение рифленых пластин, расположенных рядом друг с другом, создает большую коагуляционную площадь, на которой собираются капельки нефти. Кроме того, эта секция способствует большему столкновению капель. Собравшаяся нефть поднимается вверх к нефтяной фазе в форме больших шариков, а вода, под действием силы тяжести, оседает в нижнюю часть емкости. Очищенная нефть продолжает подниматься вверх и поступает в сборную секцию. Затем чистая нефть выходит из установки через нефтяной выкидной клапан.

Вода, выделившаяся из эмульсии вблизи жаровых труб и в пластинчатой секции, оседает на дно емкости и соединяется с несвязанной водой. Затем вода протекает по дну к концу емкости и выходит из установки через выкидные клапаны.

## **Выводы**

В главе были рассмотрены общие сведения и технологические процессы нефтегазодобывающей компании ООО «РН-Юганскнефтегаз» и цеха подготовки и перекачки нефти №7. Так же был описан

технологический процесс, выполняемый на установках НГВРП в условиях эксплуатации ООО «РН-Юганкнефтегаз», что являлось основной задачей этой главы.

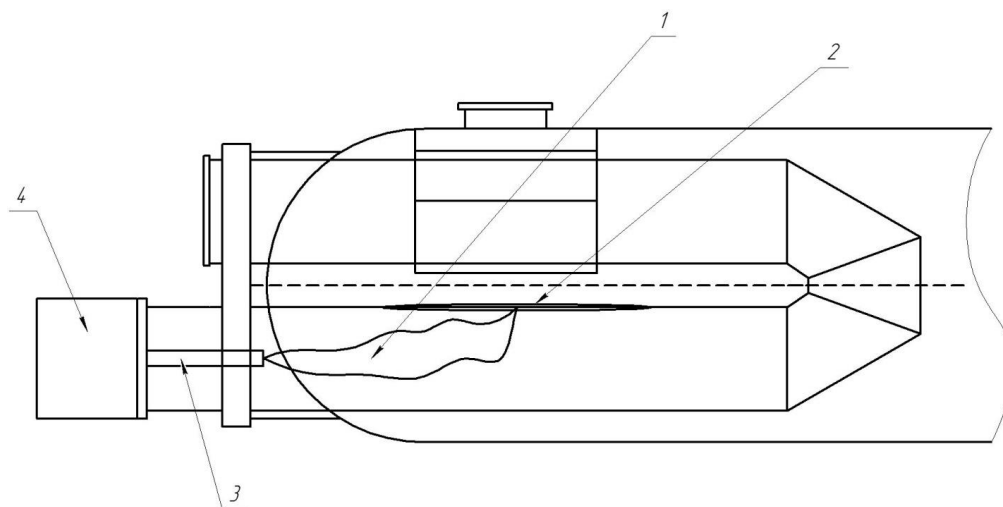
### **3 Способ повышения надежности – «Защитный экран» для жаровой трубы НГВРП и его технология изготовления**

#### **3.1 Оценка эксплуатации НГВРП**

Опыт эксплуатации установки НГВРП типа «Хитер-Тритер» для промысловой подготовки нефти в ЦППН 7 Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» показал, что поступление солей и механических примесей в аппарат неизбежно. Устанавливаемые системы удаления механических примесей не справляются с таким количеством шлама (механических примесей), а своевременное обслуживание этих систем не может быть реализовано из-за климатических условий. Холодная зима не дает возможности для комфортной работы работникам предприятия, т.к. чистка аппарата от шлама предполагает полную разборку установки.

На дне аппарата образуется большое количество шлама. Распределительное устройство направляет поток жидкости вдоль стенок к нижней образующей аппарата, и при столкновении потоков, выходящих из левой и правой частей распределительного устройства, часть отложений захватывается восходящим потоком жидкости. Далее эти отложения оседают на горизонтальной поверхности жаровой трубы, где скорость потока снижается. После отложения корки примесей на поверхности жаровой трубы ухудшается теплопередача. Из-за поддержания нужной температуры в жаровых трубах биение пламени горелки в одну и ту же область стенки жаровой трубы образуют локальные перегревы (рисунок 1).

Давление в установках типа аппарата «Хитер-Тритер» в среднем составляет 0,3-0,6 МПа, при воздействии данного давления на участок трубы с перегретой стенкой происходит деформация жаровой трубы, а далее прогар.

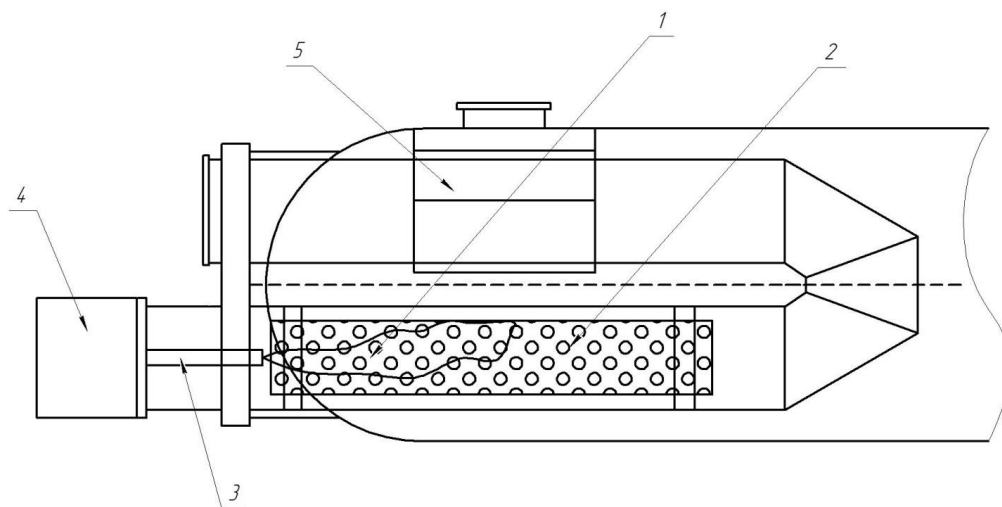


1. Пламя горелки; 2. Место образования деформации жаровой трубы; 3. Сопло горелки; 4. Горелка.

Рисунок 17 – Секция подогрева эмульсии в НГВРП)

### 3.2 Способ повышения надежности - «Защитный экран»

Для повышения надежности жаровых труб, а именно устранения локальных перегревов предлагаю установить внутри жаровой трубы трубу меньшего диаметра, которая возьмет на себя всю тепловую нагрузку языков пламени горелки, а так же будет исполнять роль экрана, передавая теплоту пламени стенке жаровой трубы (рисунок 2).



1. Пламя горелки; 2. Предлагаемый защитный экран; 3. Сопло горелки; 4. Горелка; 5.

Распределительное устройство.

Рисунок 18 – Секция подогрева эмульсии в НГВРП, с защитным экраном в жаровой трубе

Такая труба должна иметь отверстия по всей плоскости и быть оборудована пламя рассекателем на конце. Отверстия обеспечат возможность попадания пламени стенке внешней трубы, но менее интенсивно, при этом равномерно распределяя тепловую нагрузку по поверхности жаровой трубы, что исключит возможность локальных перегревов жаровой трубы. Коробление этой трубы не будет влиять на жаровую.

На называемую защитным экраном трубу установятся неподвижные кольца для центровки, состоящие из того же материала, что и сама труба, а так же будут играть роль дополнительного теплообмена, что в свою очередь снизит потери тепла до минимума.

### **3.3 Технология изготовления Защитного экрана**

#### **3.3.1 Анализ исходных данных**

Защитный экран - это составляющая деталь жаровой трубы, которая забирает на себя все локальные перегревы от пламени горелки, а так же играет роль экрана равномерно передавая теплоту пламени горелки стенкам жаровой трубы.

Защитный экран – это перфорированная труба, оборудованная двумя центровочными кольцами (рисунок 19).

При диаметре жаровой трубы 750 мм, оптимальным диаметром будет 530 мм. Перфорация по всей поверхности с шагом 70 мм и 20° по окружности. Материал заготовки экрана сталь марки 09Г2С. Материал центровочных колец сталь такой же марки.

Марка стали 09Г2С находит свое применение при изготовлении деталей сварных металлоконструкций, работающих в широком интервале температур от -70 до +425 °С. Это детали паровых котлов, а также других аппаратов, работающих в условиях высокого давления. Сталь 09Г2С применяется в судостроении, химической промышленности, а также в производстве труб.

Физические свойства стали 09Г2С достаточны для того, чтобы обеспечить прочность фасонного, сортового и полосового металлопроката при различных толщинах (от 10 до 150 мм). При этом какой-либо дополнительной обработки не потребуется.

Обозначение 09Г2С имеет прямой физический смысл. Цифры 09 идущие перед буквами, обозначают, что в данной марке стали всего 0,09% углерода. Буква «Г», обозначает, что в стали присутствует марганец, а двойка, идущая после «Г» - что марганца до 2%. Буквой С обозначается кремний. Обратите внимание, что после буквы цифры нет, это обозначает,



что кремния в стали меньше 1%. Таким образом, 09Г2С – это низколегированная сталь.

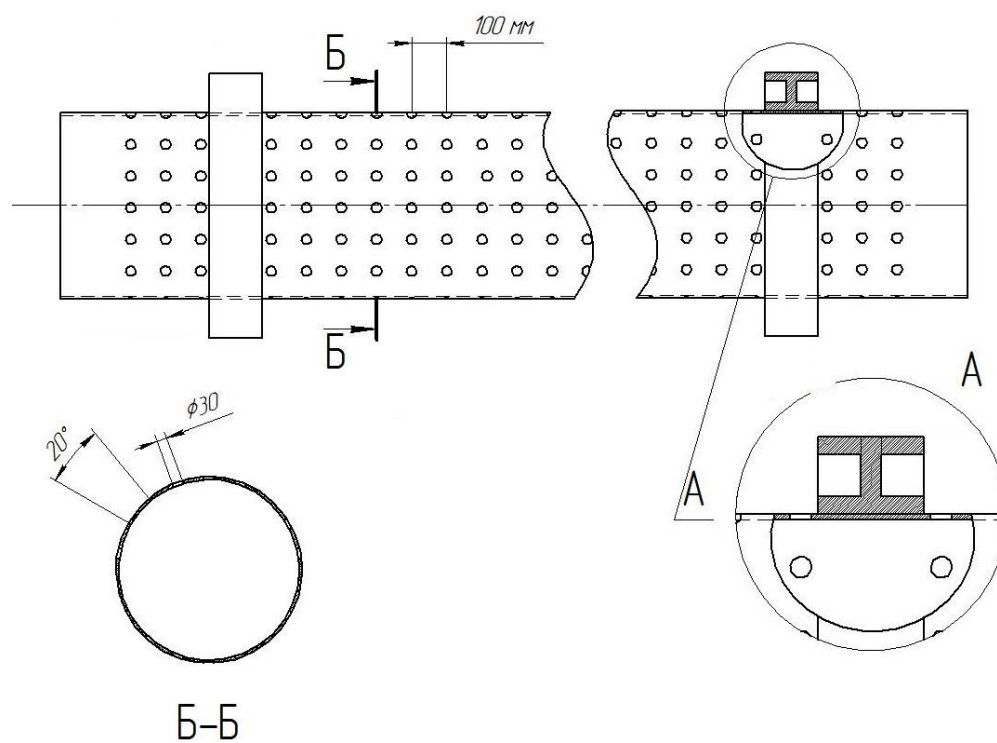
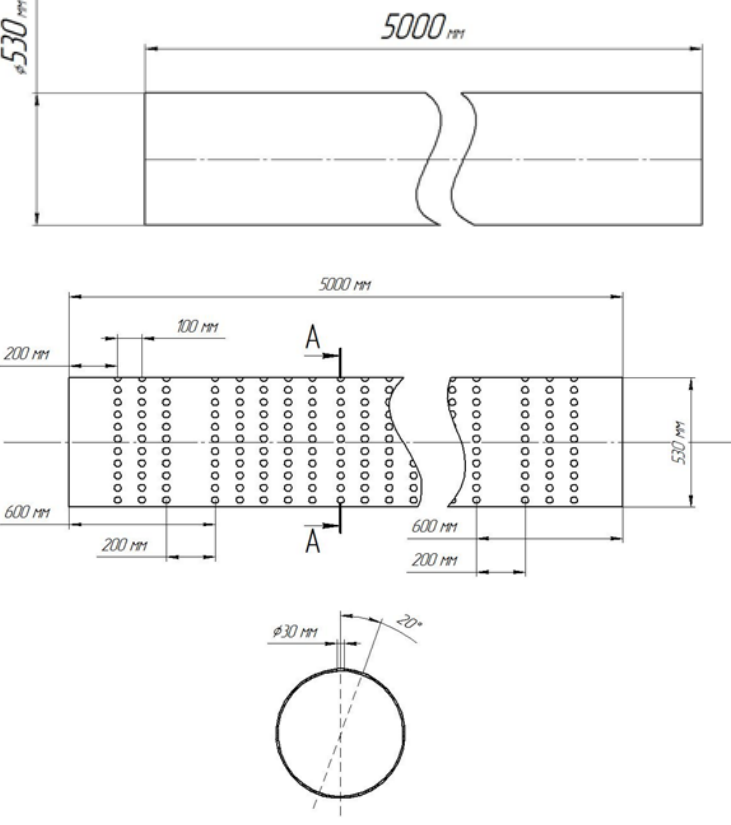


Рисунок 19 – «Защитный экран»

### 3.3.2 Связи технологии изготовления и сборки «Защитного экрана»

В таблице 3 представлены содержание операций технологии и теоретические схемы базирования по этапам изготовления защитного экрана жаровой трубы установки НГВРП.

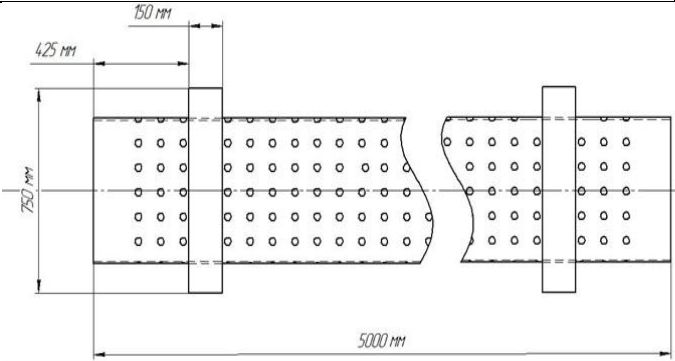
Таблица 3 – Связи технологии изготовления и сборки защитного экрана

Теоретическая схема базирования	Содержание операции. Задачи обработки. Схема установки и закрепления
1	2
	<p>Заготовка труба : материал 09г2с <math>\varnothing</math> 530х8мм, длина 5000мм.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Установить и закрепить.</li> <li>2. Сверлить 828 отверстий <math>\varnothing</math>30мм выдерживая размеры согласно чертежа.</li> </ol>

Продолжение таблицы 3

1	2
	<p>1. Заготовка труба <math>\varnothing 750\text{мм}</math>, <math>b=110\text{мм}</math>.</p> <p>2. Отрезать заготовку центровочного кольца выдерживая размер 155мм.</p>
	<p>1. Установить и закрепить.</p> <p>2. Подрезать торец.</p> <p>3. Точить канавку, выдерживая размеры 60;60;25, смотреть чертеж.</p>
	<p>4. Переустановить заготовку.</p> <p>5. Точит канавку выдерживая размеры 60;60;25.</p>

Окончание таблицы 3

1	2
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Установить на стенд.</li> <li>2. Установить два центровочных кольца выдерживая размеры согласно чертежа.</li> <li>3. Приварить.</li> </ol>

### Выводы

В данной главе была приведена оценка работы НГВРП и указаны проблемные участки жаровых труб в процессе эксплуатации. Представлен способ повышения надежности и увеличения срока службы жаровых труб НГРВП с помощью так называемого «Защитного экрана» и технология его изготовления.

#### **4 Система планово-технического ремонта НГВРП**

Установка НГВРП (нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом) типа американского аппарата Хитер-Тритер находится в промышленной эксплуатации на месторождениях компаний: ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Роснефть», ОАО «ГазпромНефть» и других.

НГВРП – сосуд работающий под давлением состоящий из секции подогрева с жаровыми трубами, узлом входа и распределения смеси и секции механической коалесценции. Конструкцией аппарата предусмотрено антикоррозионное внутреннее лакокрасочное покрытие и анодная защита открытых металлических поверхностей. Секция механической коалесценции отделена от секции подогрева перегородкой.

В секции подогрева установлены две жаровых трубы. Для обеспечения монтажа и демонтажа жаровых труб предусмотрены специальные устройства (подвески), установленные внутри аппарата. Узел входа и распределения смеси служит для ввода, направления и первичного разделения смеси. Конструкция узла предохраняет жаровые трубы от попадания непосредственно на них свободной холодной воды.

Система планово-предупредительного ремонта (ППР) представляет собой совокупность организационно-технических мероприятий по надзору и уходу за оборудованием и коммуникациями по всем видам ремонта, осуществляемым в плановом порядке. Планово-предупредительный ремонт позволяет обеспечить:

- предотвращение преждевременного износа оборудования и постоянного износа оборудования и постоянное поддержание его в работоспособном состоянии;
- предупреждение аварии оборудования;
- возможность выполнения ремонтных работ по плану, согласованному с планом производства;

- своевременную подготовку необходимых для ремонта запасных частей, материалов и обслуживающего персонала, а также минимальный простой оборудования в ремонте.

Планово-предупредительный ремонт проводят в заранее установленной последовательности, через определенные промежутки времени. Содержание ремонта окончательно устанавливают в процессе его проведения в зависимости от состояния отдельных деталей и узлов.

Система планово-предупредительного ремонта оборудования включает текущий и капитальный ремонты. Этим видам ремонта предшествует межремонтное обслуживание.

Система планово-предупредительного ремонта нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом типа аппарата «Хитер-Тритер» основана на типовых программах диагностирования и ремонта сосудов и аппаратов работающих под давлением, и диагностировании и ремонте теплообменников.

#### **4.1 Подготовка установки НГВРП**

До начала ремонтных работ установка должна быть очищена от грязи и шлама, промыта и отключена от коммуникаций. Перед ремонтом установку промывают нейтральными средствами, пропаривают, отключают от систем специальными заглушками. Указанные работы проводят силами цеха-заказчика.

Работы выполняются вне цеха, именно по этому оборудование в ремонт должен сдать механик.

Особое внимание необходимо уделять вопросам безопасного ведения ремонтных работ (обеспечение рабочих мест проверенным грузоподъемным и такелажным оборудованием, низковольтным и взрывобезопасными переносными лампами, неискрящим инструментом, изолирующими

шланговыми противогазами, переносными вентиляторами, средствами пожаротушения), а также инструктажу рабочих по технике безопасности и охране труда работников предприятия.

Если установку направляют на ремонт после аварии, то предъявляют аварийный акт.

Отремонтированную установку принимают по акту.

Содержание выполняемых подготовительных работ фиксируют в ремонтном журнале, где отмечают все выявленные дефекты установки с указанием их характера. Заполненные ремонтные журналы, акты приемки установки из ремонта, документы на вновь установленные детали и материалы, из которых они изготовлены, а также описание и документацию на конструктивные изменения оборудования, протоколы и журналы испытаний и технологической проверки оборудования прилагают к паспортам оборудования или акту приемки установки из ремонта.

Технические условия на ремонт установки. Технические условия на ремонт установки составляют на предприятии.

В технологических условиях должны быть приведены основные требования, предъявляемые к ремонту. Кроме того, технические условия должны содержать следующие сведения:

- перечень основных работ, включая разборку и сборку установки;
- технологические указания по проведению ремонта, а также испытанию установки и ревизиям;
- правила приемки установки из ремонта;
- перечень защитных покрытий, мероприятий по борьбе с коррозией установки и запасных частей;
- указания по безопасному проведению ремонтных работ;
- способы проверки качества исполнения ремонта.

Примечание [U6]: Отступы абзаца

При опробовании установки, требуется проверка производительности, давления, герметичности и других показателей, указанных в технических условиях в таблице 4.

Освидетельствование и испытание установки инспектор Гостехнадзора проводит, как правило, в период остановки его на ремонт.

Технические условия на ремонт необходимо периодически пересматривать с учетом выявленных недостатков или изменений режима работы и характера ремонта.

Таблица 4 – Параметры установки при нормальной работе

№ П/П	Измеряемый параметр	УПСВ	УПН
1	Давление в аппарате, кгс/см <sup>2</sup>	3,0 – 5,5	2,0 – 4,0
2	Уровень нефти в сливном кармане, см	25 - 40	25 – 40
3	Уровень воды, см	60 - 80	60 -70
4	Температура нефти на выходе, °С	35 - 45	45 - 55
5	Давление газа на основные горелки, кгс/см <sup>2</sup>	0,8 – 1,5	0,8 – 1,5
6	Давление газа на пилотные горелки, кгс/см <sup>2</sup>	0,4 – 0,6	0,4 – 0,6
7	Обводнённость нефти на выходе, % об.	0,5 - 10	до 0,5
8	Температура дымовых газов, °С	до 650	до 650
9	Напряжение на электрических решётках, кВ	до 25	до 25

**Примечание [U7]:** Оформление подписей таблиц

Все изменения в технических условиях на ремонт производятся главным механиком цеха.



## 4.2 Диагностика установки НГВРП

НГВРП представляет собой сосуд (резервуар) работающий под давлением, разделенный на секции перегородками. В секции подогрева установлены две жаровые трубы. Основными проблемами аппарата являются проблемы встречающиеся в эксплуатации сосудов работающих под давлением и тепло-проводников (жаровых труб) [15].

Требования к техническому состоянию сосудов и аппаратов работающих под давлением установлены ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасности сосудов и аппаратов работающих под давлением».

Диагностика сосудов и аппаратов используемых при добыче нефти и газа осуществляется в соответствии с руководящим документом который называется РД 26.260.16-2002 «Экспертное техническое диагностирование сосудов и аппаратов, работающих под давлением на объектах добычи и переработки газа, газового конденсата и нефти в северных районах Российской Федерации и подземных газохранилищ».

Технические требования и рекомендации по диагностики применительно сосудам и аппаратам приведены в руководящем документе РД 03-421-01 «Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов»

Руководящие документы в основном распространяются на сосуды и аппараты, изготовленные из сталей.

Диагностирование осуществляется по программе, которая разрабатывается на основе типовой программы на каждый сосуд группу сосудов или аппаратов. По такой программе в частности приводится перечень потенциально опасных зон, объём и виды не разрушающего контроля. Одним из методов контроля при таком диагностировании является визуальный и измерительный контроль в ходе которого особое внимание следует уделять коррозионному и эрозионному износу в зонах раздела света,

в местах скопления воды и конденсата, в зонах резкого изменения направления движения потока, в зонах изменения проходного сечения, так же оценивается наличие трещин в местах приварки патрубков люков, корпусов, в местах температурной и структурной неоднородности, оценивается наличие вмятин и других дефектов формы, отклонение сосудов от вертикали и т.д. В ряде случаев используют и другие методы неразрушающего контроля в частности ультразвуковой, магнитно-порошковый, капиллярный и другие. В ряде случаев может быть принято решение о необходимости определения химического состава структуры и механических свойств металлов, по возможности такие работы выполняются без вырезки массивных образцов. При выявлении в результате приведённого контроля повреждений и дефектов производится оценка из соответствия нормам и критерия приведенным в руководящих документах, так же выполняются проверочные расчеты на прочность и устойчивость.

Дальнейшая эксплуатация установки допускается, если в результате проведённого технического диагностирования определён, что при расчетных параметрах обнаружения она находится в исправном или работоспособном состоянии.

Установка, в которой по результатам технического диагностирования выявлены дефекты, из-за которых она может быть отнесена к требующим ремонтно-восстановительным работам в этом случае, выявляются дефекты, подлежащие к устранению. Эти устраняют подходящим способом и в обязательном порядке проводят испытания (гидравлические или пневматические) которые дополняют акустик эмиссионные. В результате диагностирования определяется остаточный ресурс, рассчитываемый с учётом оценки скорости коррозии и эрозии и изменении технических характеристик материала.

### 4.3 Запуск и остановка НГВРП

#### 4.3.1 Предварительные работы перед запуском

Предварительные работы перед запуском:

Проверить правильность расположения установки. Убедиться, что клапана и соединения установлены по правилам. Проверить параметры предохранительных клапанов (они должны быть установлены на рабочее давление аппарата и скруббера топливного газа) [17].

- Проверить заданные параметры температуры для отключения по высокой температуре в аппарате.

- Продуть установку и систему подачи топливного газа природным газом и проверить на возможное наличие утечек.

- Обязательно проверить герметичность соленоидного клапана – отсекаателя, для чего:

- 1) открыть краны по подаче топливного газа на основные горелки;
- 2) регулятором давления газа задать давление 1,2 кгс/см<sup>2</sup>;
- 3) закрыть кран по подаче топливного газа до соленоидного клапана – отсекаателя и в течение 3 мин. проследить за показаниями манометров, установленных до и после соленоида. Если показания манометра до и после соленоида не изменились, то соленоид в исправном состоянии. В противном случае необходимо выяснить и устранить причину утечки соленоидного клапана – отсекаателя.

Первоначальный запуск:

- Открыть вентили, расположенные под каждым манометром на аппарате и на системе подачи топливного газа.

- Открыть вентили и рычаги уровнемеров на установке.

- Открыть кран на регулятор технического воздуха и задать давление 1,4 кгс/см<sup>2</sup>.

- Открыть вентили, расположенные под датчиками давления.
- Открыть вентили, расположенные с боковых сторон клапана обратного давления на линии газового выхода.

- Открыть вентили на мембранном фланце расходомера.
- Открыть задвижку на входе в установку. Подождать, пока установка наполнится жидкостью до середины регулятора уровня нефти.

Примечание [U8]: Отступы абзаца

- Отрегулировать клапан обратного давления таким образом, чтобы он поддерживал давление в аппарате 2,5 – 3,5 кгс/см<sup>2</sup>.

- Открыть кран, который обеспечивает подачу топливного газа.
- Отрегулировать контроллеры температуры в блоке управления. Заданная температура должна быть выше, чем температура жидкости на входе в аппарат.

- Открыть отсекающие краны, расположенные после регулятора газа главной горелки.

- Открыть отсекающие краны, расположенные перед основными горелками и продуть воздух из труб. Перекрыть отсекающие краны.

- Открыть отсекающие краны, расположенные после регулятора пилотного газа и установить регулятор ~ 0,5 кг/см<sup>2</sup> на выходе.

- Включить питание на контрольной панели горелки:
  - 1) Нажать кнопку RESET (сброс), проверить и убедиться в отключении функции остановки с компьютера. Если до пуска горелки не обнаружено пламя, через 40 секунд сработает отключение по отказу горелки (Flame Failure Shutdown).
  - 2) Нажать кнопку “Burner #1 Start” (запуск горелки №1).
  - 3) Одновременно начнется продувка каждой горелки в течение 90 секунд. Если во время продувки не будет обнаружено пламя, через 30 секунд сработает отключение по отказу горелки №1 – “Flame Failure Shutdown”.
  - 4) После завершения продувки начнется розжиг, который длится в течение 10 секунд. Открывается соленоидный клапан и включается подача

пилотного газа. Если по истечении 10 секунд пламя не обнаружено, сработает отключение по неисправности горелки (Flame #1 Failure Shutdown).

5) Если по окончании времени розжига появилось пламя, загорится показатель ”#1 Burner Flame Proven” (Горелка №1 включена). Соленоидный клапан главной горелки открывается и зажигается главная горелка. Если одна из главных горелок не срабатывает после включения, через 3 секунды сработает отключение по отказу горелки №1 (Flame#1 Failure Shutdown).

6) Для пуска второй горелки, повторить процедуры в пунктах 2 - 4.

7) При нажатии кнопки “Burner Stop” (Остановка горелки) или аварийном отключении горелки, соленоидные клапана полностью останавливают подачу топливного газа. Розжиг прекращается. Гаснут оба показателя ”Burner Flame Proven” (Обе горелки включены). Если сработает отключение по отказу пламени (Flame Failure Shutdown), загорится соответствующий показатель «Горелка 1» и/или «Горелка 2» (Burner #1 / Burner #2). Контрольная система измеряет давление, температуру или уровень, выходящие за пределы рабочих параметров и, при необходимости, отключает главные или запальные горелки;

Отрегулировать температурные датчики в блоке управления и задать температуру, превышающую температуру входящей жидкости, после чего медленно открыть краны линии подачи топливного газа на горелки, расположенные рядом с коробками аррестора;

Настроить температурные датчики на желаемую температуру нефти. В главных горелках появится сильное желтое пламя с голубой сердцевиной. Настройку главных горелок необходимо выполнять при сильно горящих горелках (клапан регулятора температуры должен быть полностью открыт). Пламя в топке можно наблюдать через смотровое стекло, смонтированное на коробке аррестора. Для получения нужного пламени может потребоваться повторная настройка регулятора топливного газа. При сильном горении топки, давление в ней должно быть 0,8 – 1,1 кгс/см<sup>2</sup>;

Как только температура жидкости достигнет заданной точки, поток жидкости начнет проходить через установку. Открыть отсекающие краны на каждой стороне нефтяного и водяного сливных клапанов;

По необходимости, в этот момент можно настроить регулятор уровня нефти и регулятор уровня раздела фаз;

Проверить выход нефти через клапан и включить трансформатор и электродные решётки, для чего нужно нажать кнопку сброса «RESET» и затем кнопку пуска «START» на регуляторе напряжения электродной решётки.

#### **4.3.2 Остановка аппарата**

Для остановки аппарата, необходимо нажать кнопки «Отключение решётки» - «GRID STOP», расположенные на регуляторе напряжения электродной решётки, и кнопки “Stop” №1 и №2, расположенные на панели управления горелок. Затем, перекрыть отсекающие краны главных горелок и отсекающие вентили запальных горелок. Перекрыть входной отсекающий кран. Не рекомендуется снижать давление во время остановки. Если в установке давление отсутствует, провести последующую процедуру первоначального запуска [17].

#### **4.3.3 Устранение неисправностей**

1. Запальная или главная горелка постоянно гаснут:
  - Проверить настройку пилотного смесителя, который смешивает воздух и газ;
  - Проверить присутствие конденсата или влаги в линии подачи топливного газа;
  - Проверить равномерность подачи топливного газа;

- Отрегулировать или прочистить регулятор топливного газа.
2. Некачественная обработка нефти:
- Проверить равномерность потока и устранить перебои, если это является возможным;
  - Проверить нагрузку на установку: она не должна быть выше допустимой нормы;
  - Осмотреть входную отклоняющую перегородку потока на наличие сквозной коррозии. Нефть не должна переливаться через перегородку;
  - Проверить уровень раздела фаз нефти и воды;
  - Постепенно повысить рабочую температуру;
  - Добавить деэмульгаторы.
3. Нефть выходит из линии выхода воды:
- Перекрыть водяной клапан. Следует выждать в течение некоторого времени, пока вода не соберется на дне установки и не покажется в стекле показателя уровня. Открыть задвижку и проверить работу установки.
  - Проверить работу регулятора уровня раздела фаз и положение поплавка (возможно, что он заклинил или отсоединился);
  - Проверить поддерживается ли достаточное давление в установке и позволяет ли оно выходу продукта из установки;
  - Проверить нефтяную линию на наличие преград;
  - Прочистить водяной клапан и проверить мембрану.
4. Газ выходит через нефтяную линию:
- Прочистить нефтяной клапан и проверить мембрану;
  - Проверить работу регулятора уровня нефти.

5. Нефть выходит через газовую линию:
  - Прочистить нефтяной клапан и проверить мембрану;
  - Проверить рабочее давление в аппарате: оно должно быть достаточно высоким для вытеснения нефти из установки.
6. На выходе нефти появилась подтоварная вода:
  - Проверить водяные задвижки на выходе и саму линию воды на наличие преград;
  - Убедиться, что суммарный объем воды не превышает емкость установки;
  - Проверить уровень раздела фаз нефть-вода.
7. Уровень раздела фаз нефти и воды слишком высок или слишком низок:
  - Проверить регулятор уровня раздела фаз;
  - Слить содержимое емкости и осмотреть дно. Возможно, что большие отложения окарины или извести забились выход воды.
8. Электрические неисправности – низкое или нулевое напряжение:
  - Пригласить для устранения неисправности электротехнический персонал.
  - Средства автоматики и система подачи топливного газа.

Установка оснащена пневматическими контрольными клапанами уровня жидкости, расположенными на линиях выхода нефти и воды. Эти клапана открываются и закрываются с помощью регуляторов уровня воды и нефти. При повышении уровня жидкости поднимается поплавков уровня нефти и пневматически открывает нефтяной контрольный клапан. При повышении уровня воды поднимается поплавков уровня воды и, с помощью управляющего пневматического устройства, открывает водяной контрольный клапан. Давление в аппарате поддерживается контрольным клапаном обратного давления, установленным на линии газа.



Природный газ для топки поступает от дополнительного источника газа. Из скруббера топливный газ основной горелки проходит через регулятор топливного газа, снижающий давление в системе (1, 2 кгс/см<sup>2</sup>). Подача топливного газа на основные горелки осуществляется через 2 параллельных отсекающих, контрольных и ручных клапана. Контрольные клапана управляются регуляторами температуры, чувствительный элемент которых установлен внутри аппарата у жаровых труб и открываются (закрываются) в зависимости от понижения (повышения) температуры в этом отсеке, тем самым контролируя подачу топливного газа на горелки. Топливный газ, пройдя через регулятор газа, снижающий давление (0,5 кгс/см<sup>2</sup>), идёт на каждую пилотную (запальную) горелку.

Контроль за пилотными горелками осуществляется ультрафиолетовыми детекторами, подключёнными к панели управления горелок. При отказе горелки соленоидные клапана закрываются. Для последующей продувки и розжига необходимо сбросить аварийный сигнал на панели управления горелками.

#### **4.3.4 Вспомогательные средства автоматики**

- Уровнемерные стёкла;
- Рабочие манометры;
- Манометры для измерения давления дымовых газов;
- Датчики (выключатели) высокого и низкого уровня;
- Температурные индикаторы;
- Температурные датчики на входе и выходе из аппарата;
- Датчики давления и расхода газа;
- Нефтяной и газовый турбинные расходомеры;
- Датчик обводнённости нефти на выходе из аппарата.

В блоке управления находятся светильники, обогреватели, вытяжной вентилятор, датчик загазованности и термодетектор – температурный пожарный датчик. Управление обогревателями осуществляется компьютером (от 15 до 250С). Вытяжной вентилятор контролируется датчиком загазованности и компьютером, запускаясь при концентрации горючих смесей в воздухе от 20% (и выше) нижнего предела взрываемости.

#### 4.4 Составление годового графика планово-предусматриваем ремонта (ППР) установки.

Для составления годового графика планово-предупредительного ремонта установки необходимо иметь данные: ресурс, простой в ремонтах, даты предыдущих проведенных ремонтов и состав ремонтной бригады (рисунок 20).

Примечание [U9]:

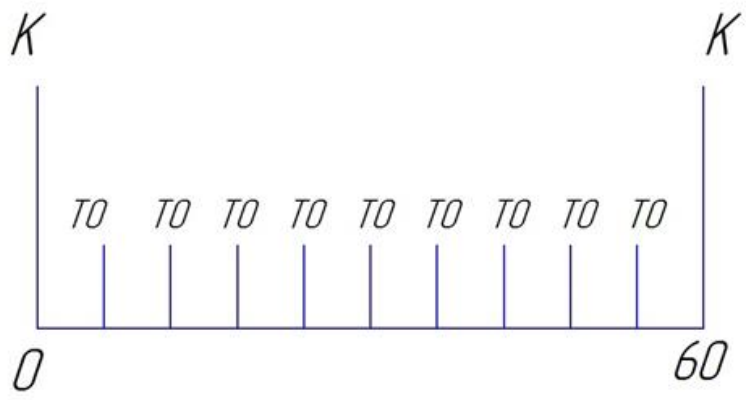


Рисунок 20 – График ППР: ТО проводят каждые 6 месяцев

Примечание [U10]:

+

#### **4.5 Проектирование цеха по ремонту оборудования**

Ремонтная мастерская предназначена для выполнения капитального и текущего ремонта (технологического и восстановительного) оборудования предприятия.

Разборочно-сборочный цех включает отделения: наружной мойки, разборки технологических машин и оборудования на агрегаты, разборки агрегатов на узлы и детали, мойки и обезжиривания деталей, дефектовки деталей, комплектовочно-подгоночное, агрегаторемонтное, ремонта деталей, испытательное, общей сборки машины, малярное. Состав отделений цеха может меняться в зависимости от вида ремонта, количества марок оборудования, подлежащих ремонту, и годового объема ремонтных работ. На крупных ремонтных предприятиях некоторые из указанных отделений могут выделяться в самостоятельные цеха. На мелких предприятиях, напротив, два или несколько отделений могут объединяться в одно с выделением на них соответствующих участков.

Необходимое количество рабочих, оборудования, инвентаря, инструмента, рабочих мест и постов рассчитывают и подбирают по приведенной выше методике. Площади отделений наружной мойки, разборочного, сборочного и малярного определяют по числу одновременно моющихся, разбираемых, собираемых и окрашиваемых машин. Число одновременно ремонтируемых технологических машин устанавливают в зависимости от продолжительности пребывания в ремонте каждой из них. Эти площади могут быть определены по числу рабочих и удельной площади на одного из них. Габаритные размеры машин, необходимые для расчетов, берутся по паспортным данным или из справочников.

Перемещение оборудования в отделение наружной мойки и далее в разборочное осуществляется тягачами, лебедками, тяговыми цепями, тележками на узкоколейном пути или грузонесущим конвейером (последнее — на крупных заводах при условии ремонта большого количества

оборудования одного типа). Оборудование отделений: эстакады для мойки и камеры в комплекте с деталями и перемещением обрабатываемой машины тяговой цепью, емкости для слива из оборудования отработавшего масла. Моечная камера обслуживается одним рабочим.

В отделении ремонта двигателей ремонтируют двигатели, компрессоры, шестеренчатые, лопастные и поршневые насосы, гидроприводы. Оно оснащается стендами для разборки и сборки двигателей, станками для растачивания подшипников и цилиндров, для шлифовки клапанов, испытательными стендами и др. При большой программе создаются поточные линии для разборки и сборки приводов. Ремонт топливной аппаратуры производят в отдельном помещении.

Фрезерные станки дают возможность обрабатывать зубчатые колеса, тела вращения, фасонные и плоские поверхности заготовок из стали и металла при помощи разного вида фрез.

Разборку технологических на агрегаты и узлы осуществляют на специализированных (при большой программе) или универсальных постах, причем около 80—85% разборочных работ осуществляется непосредственно на машинах, а остальные — на верстаках. На каждом посту работают 2—4 чел. В отделении следует предусматривать специальные площадки для размещения снятых с машины агрегатов и узлов.

Ответственность за сохранность оборудования, его комплектность, правильную эксплуатацию, надлежащий уход и своевременный ремонт несет администрация цехов (начальники цехов, начальники смен, участков, мастера).

Механики цехов, инспекторы ОГМ и инспекторы по оборудованию ОГЭ должны участвовать в работах по инвентаризации оборудования, руководить ремонтными бригадами, контролировать ход выполнения планов-графиков ремонта оборудования и их соответствие фактически выполненному объему ремонтных работ по каждому запланированному оборудованию, анализировать причины преждевременного выхода

оборудования из строя, осуществлять технический надзор за консервацией бездействующего оборудования.

### **Выводы**

В данной главе была рассмотрена система планово-предупредительного ремонта НГВРП типа «Хитер-Тритер». Описаны виды ремонтов, мероприятия по техническому обслуживанию электропривода и спроектировали ремонтный цех.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе были проведены исследования теоретической составляющей промысловой подготовки нефти, обзор условий образования нефтяных эмульсий и их разделения. Эти исследования показали, что промысловая подготовка нефти является сложной технологической операцией и зависит от степени подготовленности нефтяной эмульсии к разделению, а высокая обводненность нефти и большое наличие солей и механических примесей усложняют и приводят к нарушению этих процессов.

Именно высокая обводненность и содержание солей и механических примесей уменьшает срок службы эксплуатации жаровых труб, установок подготовки нефти НГВРП типа аппарата «Хитер-Тритер» в условиях эксплуатации Приобского нефтяного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Для решения этой проблемы был предложен способ повышения надежности и увеличения срока эксплуатации жаровых труб с помощью защитного экрана. Так же разработана технология изготовления этого устройства.

В ходе выполнения квалификационного исследования разработана система планово-предупредительного ремонта для этих установок.

### Список использованных источников

1. Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти: учебник/ В.П. Тронов - Казань: ФЭН, 2000. – 416 с.
2. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. - 3-е изд., перераб. и доп.: учебное пособие/ Г.С. Лутошкин - М.: Недра, 1983. - 224 с.
3. Лобков, А.М. Сбор и обработка нефти и газа на промыслах.: учебное пособие/ А.М. Лобков - М.: Недра, 1968.
4. Смирнов, Ю.С. Применение деэмульгаторов для подготовки нефти на промыслах // Нефтепромысловое дело.: справочник по деэмульгаторам/Ю.С. Смирнов - М.: ВНИИОЭНГ, 1987. - Вып. 20 (149).-С. 44.
5. Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти.: учебник/ В.П. Тронов -М.: Недра, 1977. - 271 с.
6. Тронов, В.П. О повышении производительности отстойной аппаратуры при подготовке нефти // Тр. ин-та / ТатНИПИнефть: учебник./ В.П. Тронов - 1975. - Вып. 33. – С. 39-46.
7. Байков, Н.М. и др. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды: учебное пособие / Н.М. Байков, Г.Н. Позднышев; под общ. ред. Р.И. Мансуров - М.: Недра, 1981.-261 с.
8. Маринин, Н.С. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора : учебное пособие/ Н.С. Маринин, Ю.Н. Савватеев - М.: Недра, 1982. - 171 с.
9. Митрофанов, А.З. Отстойник для установок подготовки нефти // Нефтепромысловое дело : учебное пособие/ А.З. Митрофанов - 1975. - № 12. — С. 41-43.
10. Кривцов, В.Г. Трехфазные сепараторы-отстойники для предварительного сброса воды // Проблемы машиноведения и критических технологий в машиностроительном комплексе Республики Башкортостан.

Матер, республиканской научн.-техн. Конф : справочник/ В.Г. Кривцов - Уфа: Гилем, 2005. - С. 274-287.

11. Каспарьянц, К.С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа : учебник / К.С. Каспарьянц, В.И. Кузин, Я.Г. Григорян - М.: Недра, 1977. - 254 с.

12. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту : методическое пособие / Г.С. Лутошкин - М.: Недра, 1972.-324 с.

13. ГОСТ Р51858-2002 Нефть. Введ. 01.07.2002. – Москва : Стандартинформ, 2005. – 19 с.

14. Ишмурзин, А.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти газа и воды : учебно-методическое пособие / А.А. Ишмурзин, Р.А. Храмов Уфа: УНГТУ, 2003. 145 с.

15. Бикбулатова, Г.И. Система технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового оборудования : Учебное пособие / В.И. Юдин, Г.И. Бикбулатова Издательство Уфимского государственного, 2006. 143 с.

16. Технологический регламент Цеха подготовки и перекачки нефти ОАО «ЮГН» / утв. О.В. Акимов НК «ЮКОС» ОАО «ЮНГ» Нефтеюганск, 24.06.2013. 167 с.

17. Инструкция по эксплуатации установки подготовки нефти / утв. В.С. Кошуков, 2003. – 12 с.